


Natural gas deregulation
marketing

CA1
YC27
-1988
E55
c. 1
GOVT



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761119710218>



SENATE OF CANADA

NATURAL GAS DEREGULATION AND MARKETING

Twelfth Report

Standing Senate Committee on
Energy and Natural Resources

September 1988

CAI
YC 37
- 1988
ESS



Second Session
Thirty-third Parliament, 1986-87-88

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

Energy and Natural Resources

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Wednesday, September 7, 1988

Issue No. 24

Sixth Proceedings on:

Examination of the production and use
of natural gas in Canada,
with particular reference to
natural gas deregulation.

TWELFTH REPORT OF THE COMMITTEE

Deuxième session de la
trente-troisième législature 1986-1987-1988

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de*

L'énergie et des ressources naturelles

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 7 septembre 1988

Fascicule n° 24

Sixième fascicule concernant:

Étude de la production et l'utilisation
du gaz naturel au Canada
et en particulier la déréglementation
du gaz naturel

DOUZIÈME RAPPORT DU COMITÉ

7
CA1
YC 27
-1988
E55

MEMBERSHIP OF THE COMMITTEE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

and

The Honourable Senators:

Adams
Barootes
Bélisle
Bielish
Hays
Kenny

Lefebvre
* MacEachen, P.C. (or Frith)
Marshall
* Murray, P.C. (or Doody)
Olson, P.C.
Stewart (*Antigonish-Guysborough*)

* *Ex officio* Members

Note: The Honourable Senators Bazin, Fairbairn, Marchand, P.C., Ottenheimer and Roblin, P.C., also served on the Committee at various stages.

Research Staff:

Dean N. Clay, Energy Consultant
Lawrence A. Harris, Economics Consultant

André Reny

Acting Clerk

Timothy Ross Wilson

Clerk of the Committee

ORDERS OF REFERENCE

Extract from the *Minutes of the Proceedings of the Senate*, Wednesday, April 1, 1987:

Pursuant to the Order of the Day, the Senate resumed the debate on the motion of the Honourable Senator Hastings, seconded by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to examine the production and use of natural gas in Canada, with particular reference to natural gas deregulation, or any matter relating thereto; and

That the Committee present its report no later than 31st March, 1988.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative.

Extract from the *Minutes of the Proceedings of the Senate*, Tuesday, March 22, 1988:

The Honourable Senator Petten for the Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Argue, P.C.:

That, notwithstanding the Order of the Senate adopted on Wednesday, 1st April 1987, the Standing Senator Committee on Energy and Natural Resources, which was authorized to examine the production and use of natural gas in Canada with particular reference to natural gas deregulation, be empowered to present its report no later than Wednesday, 21st December 1988.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative.

Extract from the *Minutes of the Proceedings of the Senate*, Tuesday, July 5, 1988:

With leave of the Senate,

The Honourable Senator Balfour moved, seconded by the Honourable Senator Rossiter:

That, in the event of an adjournment of the Senate which exceeds one week, the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to publish and distribute its Ninth Report (interim) on the examination of the production and use of natural gas in Canada, with particular reference to natural gas deregulation, or any matter relating thereto, as soon as it becomes available; and

That, in the event of a prorogation of Parliament, the Honourable Senators authorized to act for and on behalf of the Senate in all matters relating to the internal economy of the Senate during any period between sessions of Parliament or between Parliaments, be authorized to publish and distribute the above-mentioned interim report.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative.

Charles A. Lussier
Clerk of the Senate

REPORT OF THE COMMITTEE

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources has the honour to present its

Twelfth Report

Your Committee, which was authorized to examine the production and use of natural gas in Canada with particular reference to natural gas deregulation, has, in obedience to the Orders of Reference of 1st April 1987, 22nd March and 5th July 1988, proceeded to that inquiry and now presents its report.

Table of Contents

Executive Summary	1
Policy Statement on the Core Market	5
Canadian Gas Policy Issues	7
Natural Gas Supply, Demand and Reserves in Canada	15
A. Natural Gas Supply and Demand	15
B. Natural Gas Reserves	17
Deregulation of the Canadian Gas Market	19
A. The Period 1975-1985	19
B. The Western Accord of 1985	19
C. The 1985 Agreement on Natural Gas Markets and Prices	19
D. Evolution in NEB Supply Tests	20
E. The Take-or-Pay Problem	22
Natural Gas Supply, Demand and Reserves in the United States	25
A. Natural Gas Supply and Demand	25
B. Natural Gas Reserves	30
Deregulation of the U.S. Gas Market	35
A. Introduction	35
B. The Road to Deregulation	35
C. FERC Rule-making	37
1. Opinion 256	37
2. Order 436/500	40

Table of Contents continues...

Table of Contents (continued)

Canadian-U.S. Trade in Natural Gas	43
A. The Development of Canadian-U.S. Gas Trade	43
B. The Iroquois Pipeline Proposal	45
C. The Free Trade Agreement	46
Appendix A: List of Witnesses	47
Appendix B: List of Briefs Received	49
Appendix C: Committee Travel	51
Appendix D: Abbreviations and Acronyms Used in the Report	55
Appendix E: Terminology	57
Selected References	61

Executive Summary

Natural gas, once an incidental aspect of oil production, has become a premium fuel today. In Canada, natural gas accounts for one-quarter of the domestic demand for primary energy and that share has been expanding. Of all of the fossil fuels, natural gas has the least harmful environmental impact, and its non-fuel use in fertilizer and petrochemical production is increasing.

Until the 1950s, gas was at best a local fuel. At worst, it was a nuisance in the production of oil. The first conservation measures for natural gas recognized its value as a source of reservoir pressure to improve oil recovery. Until the 1960s, gas was routinely flared during oil production because it lacked commodity value.

As natural gas reserves grew in the 1950s, Alberta allowed gas sales to other provinces and into the United States. Production expanded dramatically and by 1973 Canada was exporting gas to the U.S. at an annual rate more than 100 times that of 1952. In 1988, Canadian natural gas is a key source of domestic energy, a vital petrochemical building block and a major export commodity.

Natural gas satisfies about 25% of domestic energy demand and more than one-third of Canadian production is sold into the U.S. market. It is also the basis of a world-scale petrochemical industry centred in Alberta and Ontario.

The importance of natural gas will continue to increase into the 21st century. It is more environmentally acceptable than either oil or coal as a hydrocarbon fuel. Gas has almost three times the reserve life in Canada today of conventional crude oil, and remaining undiscovered reserves of natural gas are considered to be substantially larger than those of conventional oil.

In both Canada and the United States, there has been a dramatic change in natural gas markets in the 1980s. The two countries have abandoned their highly regulated systems, which were for many years characterized by mandated prices and pipeline tariffs, inflexible contracting practices and government intervention in all aspects of the market. Today, gas prices are deregulated and determined in the marketplace in transactions between buyer and seller. Natural gas competes vigorously with alternative fuels – and in some instances with itself. Pipeline tariffs remain regulated insofar as the transportation function is concerned because many pipelines have natural monopolies.

Although Canada started the process of deregulation later than did the United States, it has proceeded more rapidly and more smoothly here than in the U.S. In part this reflects the larger and more complex U.S. gas market and in part it reflects the enormously complicated American system of regulation put in place in the 1970s.

Natural gas faces unique transportation constraints that restrict its market focus to continental regions, unlike oil which moves freely around the globe. A successful gas market requires security of supply for the consumer, a viable pipeline transportation and distribution system, and a healthy production sector. Not surprisingly, a complex regulatory system had evolved to protect these interests since Ontario first halted U.S. gas exports in 1907.

The modern regulatory system has its roots in the 1950s. At the provincial level, Alberta consumers were protected from the depletion of what was to become their most important source of energy. At the federal level, the National Energy Board developed regulatory procedures to protect consumers in gas-importing provinces, as the U.S. appetite for Western Canadian gas grew through the 1960s and into the 1970s. It was also necessary to assure the financial and operational

stability of trunk pipelines serving the interprovincial and international markets. In regulatory terms, the marketing of natural gas came to be treated as a public utility.

The first oil price shock of 1973-74 also increased the price of natural gas. In response, the regulatory system was extended to include price controls on gas. The Iranian Revolution followed by the opening of the Iran-Iraq war, with the associated oil price shock of 1979-80, made consumers more aware of the vulnerability of internationally traded energy commodities. In turn, this provided a broad, political consensus for regulatory measures aimed at ensuring the security of energy supplies.

High oil and gas prices were not sustained in the 1980s. Prices slumped in the early 1980s as energy conservation, oil substitution, new non-OPEC oil production and a severe recession combined to erode OPEC's market position. In 1986, the price of oil collapsed in a glutted market, throwing the petroleum exploration and development sector into financial disarray.

Part of the public policy solution to restore health to the petroleum industry was market deregulation. Public acceptance of (or perhaps indifference to) the new policy direction reflected lower oil and gas prices and the perception that the consumer was no longer vulnerable to events in the international energy market.

Deregulation has proceeded on an approximately parallel course in Canada and the United States. The energy provisions of the Free Trade Agreement reflect this evolution and are, in this sense, an unsurprising outcome. The provisions also reflect a desire on the part of the United States to remove some of the uncertainty from its energy situation.

Since the federal government and the producing provinces signed the Western Accord in March 1985, natural gas deregulation has developed three main thrusts:

- (1) price is set between buyer and seller in private negotiations, not by government;
- (2) producers and consumers have direct access to each other, and are less bound by relationships to large buyers and sellers at the transportation and distribution stages; and
- (3) Canadian exporters have freer access to the U.S. market.

The transition to a deregulated market has not proved, however, to be as easily accomplished as some had anticipated. Alberta, for example, opposes the short-term direct sale of its gas to core market buyers, on the grounds that this is harmful to the longer-run interests of the producer, the consumer and the province. Indeed, a deregulated market may prove in some respects to be a more complex arrangement than a regulated market. The transition has been impeded by the price collapse of 1986, which badly hurt producers and made them more uncertain of the benefits of deregulation.

It is apparent to the Committee that deregulation faces limitations – it is not in itself an energy policy, merely one element of energy policy. Deregulation is a workable, national policy to the extent that it is supported by a broad political consensus embracing producers, consumers and the marketplace itself.

Perhaps the greatest impediment to deregulation has been the perception by many that the benefits of deregulation are not being equitably distributed. This perception of inequity has led both producing and consuming interests to have the system re-regulated to protect their traditional interests and bargaining positions.

This leads the Committee to conclude that deregulation is not a complete public policy

prescription for natural gas marketing. There are practical limits to deregulation in at least three areas:

- (1) the energy security of the consumer;
- (2) the financial viability of the transportation and distribution system; and
- (3) the economic and operational stability of the exploration, development and production sector.

The Committee endorses the principle that market forces must be allowed to drive the day-to-day workings of the marketplace. It realizes that the hand of the regulator must be applied sparingly, and only to satisfy fundamental public and national interests.

The regulatory system does have a continuing role to play, however, in protecting the long-term interests of the producer, transporter, distributor and consumer when it is evident that the free operation of a complex and highly specialized commodity market is unable to do so. Although natural gas is an abundant energy resource, it is nonrenewable and finite. The Committee recognizes the role of the regulator in ensuring a smooth evolution in Canada's energy economy and managing its long-term change as energy sources rise and fall in importance and as financial circumstances alter.

Two aspects of the transition to a deregulated gas market have been particularly controversial: the rules which will apply for domestic gas contracts, and the rules for admission of Canadian gas into the U.S. market. Efforts are being made in the domestic market to establish a new set of commercial rules for gas trading; public policy-makers have a parallel responsibility to address the long-term public interest in gas marketing.

The Committee makes the following observations regarding the Canadian gas market.

- Over the last three years, Canada has made a substantial achievement in moving from a highly regulated market to a free and responsible market. The Committee supports this initiative of freeing oil and gas markets from heavily administered arrangements.
- Canadian public policy should nevertheless recognize the legitimate, long-term role of providing energy security to consumers and stability to producers, transporters and distributors when market forces are unable to do so.
- Long-term supply commitments secured by contracts should be the basis for protecting the interests of all participants in the natural gas market.

To protect these interests and to help resolve one of the contentious issues in today's domestic gas market, the Committee advises:

- That the core market of gas consumers who lack fuel switching capability or access to other readily available energy supplies be protected by supply contracts no less than 10 years in length;
- That those supply contracts be evergreened and contain equitable price adjustment and price arbitration provisions;
- That the National Energy Board oversee the system of long-term core-market contracting; and
- That short-term direct sales to consumers in the core market be prohibited.

The Committee believes that its analysis, advice and recommendations provide a sound policy position from which it can fairly evaluate the merits of the Canada-U.S. Free Trade Agreement.

Policy Statement on the Core Market

The Committee endorses the policy initiative of freeing oil and gas markets from heavily administered arrangements. There remains a legitimate role for regulation, however, which includes providing for the long-term stability of energy supply where market forces do not appear to be doing so, or in the event of sudden major price disruptions in international petroleum markets.

What is important to the public interest is ensuring natural gas supplies are secured to provide for the needs of the Canadian market many years into the future, especially for consumers who have little or no potential to switch to alternative fuels. This requires holding sufficient gas in reserve to meet their future needs. A long-term financial commitment is required of all involved. Because the consuming market needs assured long-term supplies, that market should undertake to enter into agreements necessary to bring this about.

This can be accomplished in a market environment if consumers sign long-term contracts for gas supplies, with price to be adjusted periodically as the parties agree. Producers would be assured of the cash flow to continue exploring for and developing new reserves of natural gas that will maintain security of supply. These new reserves may also necessitate expansion of the gas transmission system, which requires secure contracts to obtain long-term financing.

If contract price negotiations deadlock, the parties should have recourse to an arbitration process to resolve the difficulties. The Committee sees this approach as preferable to other methods of price administration because, in normal circumstances, the interests of both parties can be accommodated without recourse to regulation.

Consumers with limited or no fuel-switching capability should be protected by long-term supply arrangements. They could accomplish this either as customers of local distribution companies or by entering into long-term direct purchase agreements. This group has come to be referred to, though without precise definition, as the "core market". Gas consumed for non-fuel uses such as fertilizer and petrochemical production should be exempted.

Unlike oil, natural gas cannot be purchased outside the country in significant quantities if Canadian deliveries are inadequate. It is essential to the Committee that the conditions be met for a secure supply of natural gas. Long-term gas purchase commitments are an effective means of ensuring this.

To ensure that the provinces have compatible positions, the National Energy Board (NEB) should rule on whether short-term direct sales may be allowed in particular cases.

(1) The Committee recommends that the National Energy Board oversee interprovincial core market transactions. The Board should conduct hearings to determine what constitutes the Canadian core market; to formulate rules regarding the availability of transportation service; and to determine how the Board would regulate core market transactions.

Local distribution companies should be obliged to contract for gas on a long-term basis to cover their core market demand. As the core market grows, contracts would be arranged to cover that growth. Existing contracts with take-or-pay obligations should be respected.

Core market consumers entering into direct sales should be required to sign long-term contracts. Consumers wishing to keep open the option of installing fuel-switching capability or of changing to a new fuel in the future can remain customers of the local distribution company, which

will supply gas as required without need of a contract with the customer.

- (2) The Committee recommends that the Canadian core market be served through long-term, evergreened gas contracts, and that these long-term commitments be for a minimum period of 10 years. Core customers should be allowed to make direct purchases of natural gas, provided that these purchases are also arranged through similar contracts.**

It is evident that there will be increasing competition among domestic and U.S. buyers for Canadian gas supplies in the 1990s. Requiring the core market to contract for its gas consumption at least 10 years into the future through evergreened arrangements ensures that gas needed to satisfy the Canadian core market will not be committed to other markets. Canadian producers would have the security of long-term sales and Canadian core market consumers would have security of supply.

The Committee recognizes that long-term contracts in today's uncertain market will contain price review mechanisms. The Committee believes that the buyer and seller should be free to negotiate the initial contract price and any mechanism by which that price might be subsequently adjusted. These contracts are to be reviewable by the NEB.

This proposal does not constitute a supply test but rather a supply commitment secured by contract. The supply tests administered by the National Energy Board required that certain quantities of gas be withheld from the export market in anticipation of future sales in Canada. In the Committee's proposal, the buyer commits to take the gas supplies that have been dedicated through the long-term contract.

Canadian Gas Policy Issues

Introduction

One of the most contentious issues in Canadian natural gas deregulation is turning out to be the markets into which direct sales of natural gas may be made. This has come to be known as the "core market issue". The 31 October 1985 Agreement among the Governments of Canada, Alberta, British Columbia and Saskatchewan on Natural Gas Markets and Prices gave buyers the opportunity to negotiate a gas purchase directly with producers, rather than obtaining their supplies through Western Gas Marketing Ltd. (WGML), the marketing subsidiary of TransCanada PipeLines Limited (TCPL). ⁽¹⁾

This was not a policy to abrogate existing long-term contracts which had been signed by producers and TCPL for what is referred to as "system gas". Rather, the new policy was meant to broaden the scope of market transactions, which could be used by those buyers whose needs were in excess of existing contracted supplies, or those who might not have been party to a long-term contract. Mainly, this group was envisaged to consist of industrial users who typically have shorter-term fuel contracts and fuel-switching capability. Under such arrangements, these buyers could become incremental users who would increase the demand for Western Canadian gas and hence the revenues to Western producers and producing-province governments.

Because of the strained financial position of many producers, who were short on cash flow, the new provisions offered a means of augmenting their income by selling gas that would otherwise be shut in. Actually, even some contracted system gas not taken by WGML can be and is being sold in direct transactions. Because a TOPGAS premium is levied on system gas to pay the banking consortium which refinanced the take-or-pay gas arrangements between TCPL and Western producers, shut-in contract gas which is released for direct sales also has a TOPGAS charge levied upon it, though at a lower rate.

The direct purchase provisions serve consumers well, by giving flexibility where it did not before exist and by realizing transactions at lower than existing contract prices. These benefits, however, are accessible to a wider group than industrial users.

Since the original Agreement does not preclude other types of consumers from completing direct purchase transactions, consumers tied into long-term contracts are endeavouring to replace their system gas requirements with direct purchases in order to realize a saving that is definite and easy to arrange. The consumer group which has traditionally purchased gas from local distribution companies (LDCs) that in turn contract for system gas consists mainly of non-industrial users who rely on gas as their only reasonable fuel alternative. This group of consumers is roughly defined as the "core market".

(1) Western Gas Marketing Ltd. was established in December 1985 as a wholly-owned subsidiary of TransCanada PipeLines Limited. TCPL's supply of system gas is contracted from more than 700 Western Canadian producers in some 2,700 purchase agreements administered by Western Gas Marketing, which also administers sales contracts with other pipeline companies and distribution companies in Canada. WGML is active in the U.S. export market too, negotiating sales with interstate pipeline companies, local distribution companies and industrial gas users.

The efforts by Ontario and Quebec consumers to replace system gas with direct purchases place the brokerage division of TCPL – Western Gas Marketing Limited – in a difficult position. WGML is already unable to take all of its contracted gas, and losing Eastern consumers to the direct sales market only prolongs the TOPGAS and contractual difficulties. Furthermore, TCPL is obliged to provide pipeline access to third party gas – which it is doing without hesitation, according to the company. This may become problematic, because TCPL and local distributors of natural gas must, if not by contract then by good business planning, ensure that capacity on the pipeline is always available should fuller amounts of contracted system gas be demanded in the East.

As long as direct sales are viewed as incremental transactions, there is no policy problem. Saskatchewan takes this point of view. If, however, direct transactions are perceived to be eroding the established base demand for contract gas (at higher contract prices), there may be a policy dilemma at the provincial level. On the one hand, producers' interests are served by increasing their cash flow, even if the selling price is somewhat below existing contract levels. On the other, as the gas is leaving the province at lower prices, royalty revenues to the resource owner – the provincial government – are dropping. Thus provincial revenues are being lowered even when demand is steady or (to some extent) increasing. This poses a serious policy problem for the provincial government because the effects experienced are not tied to the robustness of the market, but rather to the technicalities of a freer trading environment.

Alberta has taken the position that the demand and revenue base represented by the pre-Agreement long-term contract arrangements must not be eroded, save for a weakening in actual natural gas demand (which would be reflected in lower takes by WGML, as is possible within the contracts). To this end, it has moved to block direct sales to this base demand or "core market".

Direct Purchase Issue

An important milestone of deregulation was the introduction of buy-sell agreements which enable gas users to contract directly with gas producers. Current prices in direct purchase transactions are below TCPL contract prices for system gas, and thus provide users with an incentive to refuse TCPL gas if it is possible to purchase directly.

Cash-starved western gas producers welcome the opportunity to make incremental sales through buy-sell arrangements. Concern has arisen in some circles, however, because direct purchase gas is displacing system gas. One direct effect of lower gas prices is a reduction of provincial royalty revenue in Alberta, where royalties are price-based.

Collectives, consortia, brokers, individual enterprises and others are free to negotiate with willing producers/sellers for an agreed amount of gas at a mutually satisfactory price. An arrangement is made with the respective local distribution company whereby the user resells the gas to the LDC before the gas enters the local distribution system. The saving to the user is realized at the moment the LDC takes title of the gas, since the LDC buys it at a higher price.

Transportation arrangements, according to TCPL, are straightforward, and direct-sale gas does not risk being bumped off the pipeline. (Polysar, however, has complained that some of its gas sourced in British Columbia has been bumped off the Nova system, as it passes through Alberta en route to Polysar facilities in Sarnia.)

In the case of direct sales to customers within the territory of Consumers Gas, the LDC arranges transportation, taking title while the gas is still in Western Canada. Union Gas takes title at

its system gate. Gaz Métropolitain seems to suggest in its brief that the local distributor is best suited to make transactions with the gas transporter.

The gas users who entered into the buy-sell agreement then repurchase the gas from the LDC as they require it. They pay the full LDC rates applicable to their type and volume of use. When a direct purchase is negotiated, no money is needed up front. Purchasers pay the producer as they resell the gas to the LDC. As purchasers use the gas, they pay the LDC according to use.

The savings for the user group are realized up front, when a profit is taken upon resale to the LDC. In a consortium arrangement, however, the savings are not distributed among participants in the purchasing consortium immediately; this is usually done periodically as the gas is actually used, so the correct share of the savings can be ascribed to each participant. Apart from prorating the share of the savings to be paid to a consortium member, there are no significant accounting complications which might impede participation in direct sales transactions.

Direct Sales to Core Market Users

While direct sales to industrial users are permitted and seen as incremental to the basic sales to LDCs, Alberta has taken the position that short-term direct sales should not be permitted to core-market customers. The core market is most commonly defined to include residential, commercial and small industrial users – users who generally have no immediate alternative fuel capability. In effect, this is a captive market.

The core market is also characterized, according to the Western point of view, as a market needing security of supply because of its lack of adequate economical energy alternatives. Therefore this market should be willing to enter into long-term supply contracts and pay a premium to ensure itself of a long-term supply. Essentially this means respecting present TCPL contracts for system gas.

Eastern consumers have not demonstrated this supposed preference for security of supply. Rather, many of them are opting to take their chances, entering into shorter-term buy-sell agreements and realizing immediate cost savings. In doing so, they effectively refuse to take contract system gas, and risk higher prices or unavailability of supply sometime in the future.

Core market gas users could reasonably argue that if they are being asked to guarantee a long-term market for Western gas producers, they should be given lower prices rather than paying a premium. This position – aside from its obvious political unpopularity in Western Canada – raises problems because the transportation system across Canada was financed on the basis of firm long-term contracts. Even the yearly price negotiations which have lowered system gas contract prices since deregulation were not envisaged when financing for pipeline construction was being arranged. At that time, the government set the price of gas.

It is unclear what might become of financial arrangements to pay for the existing TCPL pipeline and future system expansion if these long-term contracts were to be abrogated. It is the position of many in the industry – and of the Committee – that these contracts must be respected until they expire.

In the meantime, certain large core market users have succeeded in forming collectives and entering into direct sales with gas sourced in Saskatchewan. This group includes school boards and hospitals, and other municipal departments and agencies. While Alberta refuses to permit direct sales to core-market users because these transactions displace higher-priced Alberta system gas

sales, Saskatchewan views these sales as incremental, so the province accepts the lower prices offered.

On July 22, 1987, the Alberta Government issued an Order in Council requesting the Public Utilities Board (PUB) and the Energy Resources Conservation Board (ERCB) to hold a joint public inquiry into matters relating to the increased market orientation for natural gas transactions. Among other things, the two Boards were directed to report on "the basis for determining the classes of consumers who should be protected by contracts for the supply of natural gas that ensure long-term security of supply" (Alberta, PUB/ERCB, 1987, p. 11). Note that the directive was not to determine *if* there were classes of consumers who should be protected by long-term supply contracts, but rather to determine *which* classes of consumers should be so protected.

In a report of December 29, 1987, the two Boards defined core market gas consumers to include all residential and commercial users, specifically including any public or private institution providing a service to the public. Certain small-volume industrial users would also fall within the core market definition. The Boards stipulated that the core market should include "those consumers whose dependence on natural gas is so fundamental that assurance of supplies is always a priority" (Alberta, PUB/ERCB, 1987 p. 11). The Boards further recommended that: "The long-term commitments should be for a period of approximately 10 to 15 years, should include peak-day requirements in the current year, and should contain protective back-up sufficient to convince the Boards that the level of security of supply is adequate" (*Ibid.*). These findings had not been acted upon by the Alberta Government at the time of writing.

The Ontario Energy Board (OEB) has taken a rather different position. In a report released August 19, 1988, the OEB argues that "...the focus of attention when addressing the security of Ontario's gas supply should not be directed toward the supply of gas as a commodity. Natural gas will be reasonably available so long as all the participants in the market act in accordance with their declared support for a functioning, competitive marketplace" (Ontario, OEB, 1988, p. 12). Rather the OEB's concern is a possible supply shortfall arising from inadequate pipeline capacity. The Board observes that most of the gas pipeline capacity upstream from Ontario is fully contracted and that a minimum of two years lead-time is required to obtain regulatory approval for new pipeline facilities and to complete their construction. Consequently the OEB recommends that "...LDCs should be directed to transport gas only for those [direct purchasers] that have a contract for supply and transportation having a minimum three year term unless otherwise authorized by the Board" (Ontario, OEB, 1988, p. 15). The Board notes that the three-year rolling contract would be a minimum and that some purchasers – such as the LDCs – may negotiate longer terms to meet specific requirements. Large volume users, such as some industrial consumers, could, with OEB approval, continue to purchase gas on the short-term or spot market.

Can Direct Sales Become a Permanent Feature?

There are various opinions on this point. Those who wish to enter into direct purchases point not only to price savings, but also to the increased flexibility in portfolio management that a wide range of contract options presents. Critics allege that direct sale producers cannot be as reliable as the large collection of gas producers on contract with TCPL.

Some analysts maintain that world oil prices will rise in the 1990s, creating uncertainty and a larger gap between oil and gas prices. In such circumstances, Eastern consumers would be expected to endeavour to sign long-term contracts for security of supply. Thus direct sales arrangements, that now have limited duration (typically one year, though they are usually

renewable), may diminish significantly; or else parties to a direct sales transaction may agree to a long-term contract period and a method of adjusting the price.

The point was not raised in the Committee's hearings that direct sales could become longer-term. This could happen when TCPL contracts expire, freeing up gas that now is technically under contract. (TCPL now allows shut-in gas to be sold in direct sales.) How this would impact on the structure of the gas industry is unclear; one possibility is that TCPL would become a common carrier and Western Gas Marketing Limited would then have to compete for market share as would all wholesalers.

LDCs are not altogether enthusiastic about direct sales because of the potentially destabilizing effect should direct-sale customers switch back onto the system because their source of supply becomes unreliable, and also because of the increased storage capability that may be required as a result.

The Committee takes the position that security of supply is the issue of national interest. This interest is best served when the law works in conjunction with forces in the marketplace. The Committee recommends that short-term direct sales to the core market be prohibited. This would leave consumers free to purchase directly from producers in long-term arrangements, consistent with the spirit of the freer market policy of the government; the sanctity of existing long-term contracts for system gas would be upheld, consistent with the principle in law that valid contracts must be respected; consumers would be guaranteed essential supplies of natural gas over the long term; producers would be paid for holding gas on inventory, and the industry assured of the cash flow needed to continue exploration for and development of new reserves; and the federal government would not be assuming a greater role of regulation of the petroleum industry.

How price would be determined or adjusted in long-term direct-sale agreements would be left to the contracting parties to negotiate; market conditions would drive the price negotiations. Producing provinces are free to amend their royalty regimes as they see fit, in response to the new market circumstances. The TOPGAS situation would work itself out as system gas continued to be shipped through TCPL. Finally, the proposal of the Committee is not an impediment to a free and responsible market environment for natural gas marketing in Canada. Moreover, Canadian consumers contracting for long-term supplies of Canadian gas would be assured of supply regardless of any eventualities under the Free Trade Agreement.

The Committee has recommended that regulating interprovincial core market transactions be a responsibility of the National Energy Board. The NEB should rule on whether short-term direct sales may be allowed in particular cases; that is, the Board should have the authority to determine if a particular buyer falls within its definition of the core market. All long-term direct-sale contracts to core buyers would be reviewable by the Board. The Committee also observes that there should be an arbitration process available to the contracting parties if price negotiations become deadlocked.

A Technical Definition of the Core Market

While the core market is usually taken to include all residential, commercial and small-industrial users within the territory of the LDC, not all in this group are incapable of fuel switching. Some industrial and institutional users in this group have dual-fuelling capacity.

Over time, commercial and even residential users can make arrangements to switch off gas, in the same way that many switched off oil. However, this involves a capital expenditure which

may well alter the likelihood of and threshold at which the switch will actually be made.

A more precise definition of core market should take into account the sensitivity of this group of users to changes in the price of gas and also to changes in the price of other fuels – in technical terms, to changes in the relative price of gas. This means that the comparative cost of other fuels will drive decisions to switch off natural gas.

A demand curve for core market users would illustrate a continuum of customers who would drop out of the gas market as the relative price of gas rose with respect to alternative fuels. Said another way, progressively more consumers would switch as the price of alternative fuels becomes comparatively lower than gas. Their ability or readiness to switch at any given natural gas price would be expressed as the price elasticity of demand. As the ability to switch diminishes, demand becomes progressively inelastic. It is "inelasticity" which is the technical means of defining the core market. The National Energy Board has adopted this approach in preparing its next natural gas supply and demand estimates.

While inelasticity of demand makes a suitable technical definition, it does not lend itself to practical application on a daily basis in regulatory decision-making. Hence the need for the National Energy Board to hold public hearings in a determination of what constitutes the Canadian core market.

Pipeline Bypass

One difficulty LDCs expect to experience if direct sales become more prevalent is the destabilizing effect of large customers in the LDC service area going off, and possibly coming back on, the LDC system. A similar effect is threatened if industrial users adjacent to the TCPL pipeline attempt to connect directly to the trunk line to avoid going through the local distribution system and paying the tolls of the LDC. This is known as "pipeline bypass", the main effect of which would be to narrow the rate base across a smaller group of consumers. Households and other users still on the LDC system would carry a greater financial burden in supporting the LDC system if a large industrial customer were to be lost.

Bypass is not a hypothetical topic, given the efforts of Cyanamid Canada to build a spur from the TCPL trunk line to an Ontario petrochemical plant. But in testimony before the Committee, industrial users have indicated a willingness to try to work within the system, and regard pipeline bypass as a last resort.

Lower rates to users capable of bypass may become necessary to preserve the integrity of the system – and to spread the financial burden of paying for the local distribution system. LDC rates to industrial customers which are close to bypass costs would presumably keep such users in the system.

Is There a Competitive Gas Market?

Not everyone is convinced that competition is a strong feature of the Canadian natural gas industry, even after the 1985 changes in federal policy.

While the Western Accord and the Agreement on Natural Gas Markets and Prices opened the possibility of more competition by increasing the number of buyers in the market, in practical terms only a small group has been able to take advantage of the new opportunities, due to

constraints of existing contracts, financial risk, lack of experience and so forth.

The notion of gas-on-gas competition does not seem to be the central focus of the Canadian debate; the curious situation continues where competition is seen primarily in terms of the ability of gas to underprice alternative fuels.

A true market-determined price, based on the forces of free demand and supply, is not a feature of the Canadian situation, especially when such a large proportion of the transactions – i.e. existing TCPL contracts – fall "in the framework of negotiations imposed by the Government rather than arising spontaneously from market dynamics" as one of the LDCs pointed out. As present TCPL contracts expire, a free market could develop; new long-term contracts may be negotiated between producer and buyer, not by a carrier/seller.

What may produce a truly competitive Canadian gas market is development of the export market. Free trade and the evolution in the American domestic market for natural gas are the factors to be considered. Here, gas-on-gas competition does exist, and, technically, a demand/supply-determined price is the result. The dynamics of these interactions spilling over into the Canadian market will ultimately shape market-determined natural gas pricing in Canada.

Natural Gas Supply, Demand and Reserves in Canada

A. Natural Gas Supply and Demand

The use of natural gas in Canada has expanded dramatically since the 1950s; today, gas is the second most important commodity in our domestic energy system. In 1986, the output of marketable gas in Canada (pipeline quality gas from which the natural gas liquids have been stripped) amounted to 2,728 petajoules (10^{15} joules or PJ), or approximately 28% of our domestic production of primary energy. Only oil (including liquefied petroleum gases, LPG, stripped from raw natural gas) exceeded it, at 40% of primary energy output.

The share claimed by natural gas of Canada's domestic demand for primary energy was about 25% in 1986. The per capita demand for natural gas has risen from 40.1 gigajoules (10^9 joules or GJ) in 1965 to 94.0 GJ in 1985.

Statistics on Canadian sales of natural gas by class of use reveal that the industrial sector dominates gas consumption in this country. In 1985, industrial users purchased 0.94 Tcf (trillion cubic feet) of gas (for both energy and non-energy purposes), more than the residential (0.45 Tcf) and the commercial sectors (0.38 Tcf) combined. Since 1973, industrial gas sales have generated the largest share of gas utility company revenues. There were at year-end 1985 approximately 3,047,400 residential gas customers, 332,400 commercial customers and 16,300 industrial customers of the gas industry in Canada. That year, residential customers paid an average of \$5.28 per Mcf (thousand cubic feet), commercial customers an average of \$4.49 per Mcf, and industrial buyers an average of \$3.57 per Mcf. For all domestic purchasers of natural gas, the average price paid in 1985 was \$4.20 per Mcf.

Gas usage in Canada is supported by an extensive pipeline network which at year-end 1985 consisted of 19,692 miles (31,690 kilometres) of gathering lines, 35,012 miles (56,343 kilometres) of transmission lines, and 77,923 miles (125,398 kilometres) of distribution lines – a total gas pipeline system of 132,627 miles (213,431 kilometres).

On a regional basis, natural gas usage varies markedly across the country. In Alberta, gas accounts for more than 39% of primary energy consumption, exceeding the use of oil within the province. In Atlantic Canada, virtually no gas is used at present because there is no indigenous production nor a delivery system to carry gas into the region. In Quebec, the use of gas has risen to a 13% share of primary energy consumption, fostered by the National Energy Program objective of substituting natural gas for oil in Canada's energy mix and driven by Quebec's unwillingness to be as exposed in the future as it was to the 1973-74 Arab oil embargo. Ontario, the largest provincial consumer of natural gas, uses this commodity to satisfy almost 29% of its primary energy demand. Ontario has the most diversified provincial energy system in the country. Table 1 indicates the relative importance of gas usage by region in Canada, for the year 1986.

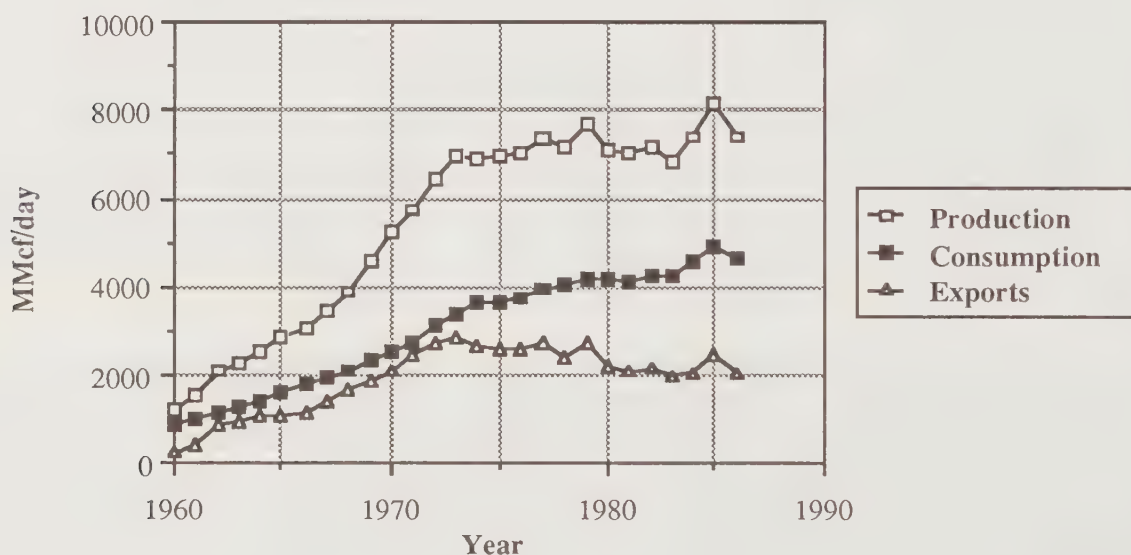
Figure 1 presents the production, consumption and exports of Canadian natural gas since 1960. Imports of natural gas were very small throughout the period and are not shown in Figure 1. The statistics are for marketed or pipeline quality gas, natural gas that has had some or all of the natural gas liquids (NGL) removed through the processing of raw gas. Consumption includes distributor sales of natural gas in Canada, excluding field and pipeline uses and losses. Data expressed in millions of cubic metres per day in the source have been converted to millions of cubic feet per day (MMcf/day), using the approximate conversion factor 1 cubic metre equals 35.5 cubic feet. The slump in export sales since 1973 is evident in Figure 1. In 1987, however, exports almost regained their 1973 level and are running higher in the first half of 1988.

Table 1: Share of Natural Gas in Canada's Regional Primary Energy Use, 1986

Region	Gas	Oil	Coal	Hydro-Electricity	Nuclear-Electricity	Other
Atlantic Canada	-	65.0%	15.5%	8.0%	3.2%	8.3%
Quebec	13.0%	42.9	1.5	36.9	0.9	4.8
Ontario	28.8	37.2	17.2	5.3	7.8	3.7
Manitoba	30.6	42.3	2.0	23.5	-	1.6
Saskatchewan	29.5	36.7	28.1	3.5	-	2.2
Alberta	39.2	34.1	24.9	0.4	-	1.4
British Columbia	21.9	37.5	1.0	20.1	-	19.5
Yukon & NWT	4.1	87.6	-	8.3	-	-
Canada	24.7%	40.2%	13.7%	12.8%	3.2%	5.4%

Source: Canada, Energy, Mines and Resources, *Energy Statistics Handbook*, Ottawa, undated, p. 2.0.6A and 2.0.6B.

Figure 1: Production, Consumption and Exports of Canadian Gas, 1960-1986



Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated, Tables III-10, VII-2/2A and XI-1.

B. Natural Gas Reserves

Canada is estimated by the Canadian Petroleum Association (CPA) to hold about 95.6 Tcf of natural gas reserves, approximately 2.5% of world gas reserves of 3,797 Tcf. [Not all of Canada's gas is currently accessible to the market, however, because a substantial part remains unconnected to any pipeline system.] This share places Canada in ninth position, just ahead of Mexico and far behind the first place U.S.S.R. with its proved reserves of 1,450 Tcf (38.2% of world reserves). The United States ranks third, behind Iran, with an estimated 186.7 Tcf of proved reserves (4.9% of the global total). In terms of raw gas output (before the extraction of natural gas liquids and including field and pipeline uses and losses), however, Canada ranked third in 1987, at 3.47 Tcf or 5.1% of world output. This indicates that Canada is overproducing its natural gas reserves relative to other major gas producing nations (with the notable exception of the United States, which held 4.9% of world proved reserves at year-end 1987 but produced 25.1% of the world's gas last year).

At year-end 1987, Canada's total established reserves of natural gas stood at a calculated 95.6 Tcf. Of this amount, 71.6 Tcf (74.9%) lay in the conventional producing regions of Canada and 24.0 Tcf (25.1%) in the so-called "frontier regions" (the Arctic Islands, the Mackenzie Delta/Beaufort Sea region, and the mainland north of the 60th parallel). Within the conventional gas-producing regions of Canada, Alberta claims the bulk of the reserve, at 61.3 Tcf. Table 2 displays year-end 1987 gas reserves data for Canada. 1987 production statistics are also included in Table 2 to show what fraction of the reserve is being consumed on an annual basis.

Table 2: Natural Gas Reserves and Production in Canada, 1987

Area	Proved Reserves (Tcf)	Production (Tcf)
Conventional Areas		
British Columbia	7.47	0.28
Alberta	61.33	2.46
Saskatchewan	2.16	0.09
Ontario	0.64	0.01
Frontier Areas		
Mainland	0.40	(a)
Mackenzie Delta/ Beaufort Sea	9.17	—
Arctic Islands	14.43	—
Totals	95.59	2.84

(a) Gas production in the Mainland Territories in 1987 was less than 0.005 Tcf.

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated, Table II-2.

The reserves-to-production (R/P) ratio for Canada is almost 34 years when the 1987 output of 2.84 Tcf is measured against the total established reserves of 95.6 Tcf. For Alberta alone, however, the R/P ratio is 25 years. This is because Alberta holds 64% of Canada's total established reserves but accounted for 87% of the total Canadian production of natural gas in 1987.

The CPA does not yet attribute any established reserves to Canada's East Coast offshore region.

Deregulation of the Canadian Gas Market

A. The Period 1975–1985

Beginning in 1975, in the aftermath of the first OPEC oil price shock, the price of Alberta natural gas sold in Saskatchewan, Manitoba, Ontario and Quebec was administered under an agreement between the Governments of Canada and Alberta. In the next decade, the price of natural gas was linked to the administered price for crude oil.

From 1975 to 1981, the price of gas was set at approximately 85% of the crude oil price, on an energy equivalent basis. From 1981 to the beginning of 1985, the relationship was set at 65%. As part of the Western Accord, the two governments then agreed to freeze the Alberta border price of natural gas at the level of \$2.79 per gigajoule (GJ) for the period April 1 to November 1 of 1985.

B. The Western Accord of 1985

In the Western Accord of March 28, 1985, the Governments of Canada, Alberta, British Columbia and Saskatchewan agreed to modify the then-existing regime of energy pricing and taxation. The four governments adopted the view that market-sensitive pricing for both oil and gas, and profit-sensitive taxation, would stimulate investment and job creation in the energy sector while promoting energy security for Canadians.

Part II of the Accord – Domestic Natural Gas Pricing – contained five provisions to facilitate the development of a market-sensitive pricing system for natural gas:

1. The Alberta border price will remain at its present level pending the introduction of a new domestic natural gas pricing regime on or before November 1, 1985.
2. A task force of senior officials from the federal government and the producing provinces will work with all interested parties, including consuming provinces and industry, to develop a more flexible market-sensitive pricing mechanism on or before November 1, 1985.
3. The subsidy of TransCanada PipeLines tariffs under the federal Transportation Assistance Program will be terminated in conjunction with the elimination of the Canadian Ownership Special Charge.
4. The Natural Gas Market Incentive Plan under which Alberta producers provide a price discount to industrial customers in eastern Canada will be extended for one year until April 30, 1986.
5. The Market Development Incentive Payments by the Province of Alberta to the Government of Canada will terminate following payments for gas delivered up to April 30, 1986, or to a maximum level of \$160 million in additional payments, whichever comes first.

C. The 1985 Agreement on Natural Gas Markets and Prices

The Western Accord was followed by the October 31, 1985 Agreement among the Governments of Canada, Alberta, British Columbia and Saskatchewan on Natural Gas Markets and Prices. This new Agreement was intended to promote an orderly transition to market-sensitive

pricing, creating an environment in which gas prices and other terms of gas transactions could be freely negotiated between buyers and sellers.

The Agreement was founded on three principles:

1. Effective November 1, 1986, the prices of all natural gas in interprovincial trade will be determined by negotiation between buyers and sellers. Access will be immediately enhanced for Canadian buyers to natural gas supplies and for Canadian producers to natural gas markets while at the same time assuring that the reasonably foreseeable requirements of gas for use in Canada are protected.
2. The twelve month period commencing November 1, 1985 is the transition to a fully market sensitive pricing regime. While prices will continue to be prescribed by governments, immediate steps will be taken to enable gas consumers to enter into supply arrangements with gas producers at negotiated prices (direct sales), which prices will then promptly be endorsed by governments in the context of the administered system. After this transition period, purchase and sale of natural gas will be freely negotiated, and prices will no longer be prescribed.
3. It is the intention of the parties to the Agreement to foster a competitive market for natural gas in Canada, consistent with the regulated character of the transmission and distribution sectors of the gas industry. In this regard the governments commit, without qualification, that once the transition to the new marketing and pricing system is completed, the system will stay in place for the foreseeable future.

Deregulation has not proceeded as smoothly as the Agreement anticipated, in part because the sharp decline in crude oil and natural gas prices of 1986 was not foreseen. As well, there was the continuing problem of take-or-pay contract obligations to be resolved and the modification of NEB supply tests to allow natural gas more readily into the export market.

D. Evolution in NEB Supply Tests

During the period 1960-1986, the NEB maintained formal tests to determine the amount of gas which was surplus to Canadian needs and therefore available for export. This approach was prompted by Section 83 of the *National Energy Board Act* which requires that, before the Board can license the export of natural gas:

...the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant and, without limiting the generality of the foregoing, the Board shall

(a) satisfy itself that the quantity of...gas...to be exported does not exceed the surplus remaining after due allowance has been made for the reasonably foreseeable requirements for use in Canada having regard, in the case of an application to export...gas, to the trends in the discovery of...gas in Canada...

A **Reserves Formula**, in place throughout the period 1960-1986, set aside an amount of established gas reserves equal to 25 times the current year's domestic demand (known as "25A1"), plus the maximum volume of gas that could flow under existing export licences. Excess volumes of reserves were deemed to be surplus and available for export. The multiple of 25 reflected the term of export licences issued early in the Board's operations, when long-term contracts were required for financing new pipeline facilities.

An additional **Deliverability Test**, introduced in 1979, was in place until 1986. This test

compared the Board's estimates of future gas supply and demand on a year-to-year basis. The future supply from both established reserves and anticipated future reserve additions was forecast. On the demand side, projected Canadian requirements were added to estimated exports under existing licences (that is, the export volumes actually expected to flow rather than the maximum volume authorized).

In a 1985 hearing, the Board reviewed its methodology for determining surplus gas available for export and, in April of 1986, modified its test to what was termed the **Reserves to Production Ratio** procedure. This procedure was based on maintaining a ratio of 15 between reserves and total annual production, and incorporated estimates of annual additions to established reserves, forecasts of domestic demand, and forecasts of exports under existing authorizations. In addition, a **Productive Capacity Check** assessed productive capacity year-by-year to ensure that forecast total demand could be met in each year of the projection.

The 1985 Agreement among the Governments of Canada, Alberta, British Columbia, and Saskatchewan on Natural Gas Markets and Prices provided for a transition from government-administered pricing of natural gas to a market-oriented regime over a transition period ending in October 1986. At the close of the transition year, the Minister of Energy, Mines and Resources requested that the NEB again review its gas surplus determination procedures. The Board did so and concluded that the Reserves to Production Ratio procedure would not be appropriate in the new environment of market-oriented pricing. Consequently, the Board on September 9, 1987 announced its new **Market-Based Procedure** for determining the surplus of Canadian natural gas available for export.

In its press release of September 9, 1987, the NEB summarized the new procedure in the following terms:

The Board will act in two ways to ensure that natural gas to be licensed for export is surplus to Canadian needs: one will be in the context of public hearings to consider applications for licences to export natural gas; the other will be by monitoring on an ongoing basis.

The public hearings part of the Market-Based Procedure includes the following three components:

1) *Complaints Procedure* – In the public hearing process, the Board will consider complaints that Canadian users cannot obtain additional supplies of gas under contract on terms and conditions, including price, similar to those in the export proposal. If the Board finds merit in a complaint that Canadians have not been able to contract for gas on a similar basis, it may deny the application or defer issuing a final decision on it until an opportunity has been given for the situation to be rectified.

2) *Export Impact Assessment* – The Board will require applicants for export licences to file an impact assessment which will allow the Board to determine whether a proposed export is likely to cause Canadians difficulty in meeting their energy requirements at fair market prices.

3) *Public Interest Determination* – The Board will continue, as required by Section 83 of the Act, to have regard for all other factors it considers relevant in determining whether proposed export licences are in the national public interest.

As part of the new procedure, the Board will continue to publish its biennial staff study on *Canadian Energy Supply and Demand*. This study contains

projections of the Canadian supply of all major energy commodities, including electricity, oil and natural gas, and the demand for Canadian energy in Canada and abroad.

The Board also plans to periodically publish reports analyzing natural gas supply, demand and prices. These reports will deal with recent developments in and near-term prospects for natural gas markets, and provide comments on competitive activity in the market, on pipeline utilization for Canadian and export purposes and on the quantity and quality of gas supply.

E. The Take-or-Pay Problem

TransCanada PipeLines Limited began operations in October 1958. It has traditionally operated as a buy-sell pipeline, purchasing most of the natural gas to be transported through its system for resale to local distribution companies in the Canadian market east of Alberta. Until recently, TCPL was under no obligation to carry gas for third parties.

This was a practical arrangement at the time as TCPL linked hundreds of gas producers in Western Canada to new distribution companies, principally in southern Ontario, which were largely occupied with market development in their service areas. At the eastern end of the system, TCPL provided gas distributors with both gas transmission and a gas acquisition service.

TransCanada has traditionally arranged for its system gas supply from Alberta producers with contracts which included take-or-pay clauses. These clauses required TCPL to take minimum specified volumes. If these minimum volumes were not taken, TCPL was still obligated to pay for the gas and had the right to take this gas within a specified period. Failing that, TCPL lost the right to acquire this prepaid gas.

Take-or-pay clauses are not unique to Canada – they have been common practice in the United States as well. Take-or-pay ensured gas producers of a minimum cash flow, enabling them to obtain financing for future gas exploration and development activities. In turn, the long-term gas purchase contracts assisted the pipeline companies in obtaining funds for constructing new transmission facilities, as an assurance of committed supplies to sustain pipeline operations.

In the 1960s, as domestic and export demand for Canadian natural gas grew continually, the minimum take clauses presented no problems to TCPL. Growth in demand accelerated from 1967 on and, by mid-1971, the National Energy Board concluded that Canadian deliverability of natural gas could not keep pace with demand and therefore no new exports would be allowed. Domestic gas and crude oil supply tightened further from 1971 through 1973, and the Arab oil embargo raised new fears. Canada was seen to be facing an impending shortage of both natural gas and conventional light crude oil; gas distribution companies expressed concern about the long-term security of their gas supplies.

TCPL moved aggressively to contract for new Alberta gas supplies between 1974 and 1976, providing incentives to producers to establish new reserves. TCPL increased its minimum take obligations and entered into area-based contracts that allowed producers to include additional volumes of gas found within specified areas to be covered in TCPL's gas purchase contracts.

At the same time that TCPL was working to augment its supplies of system gas, negotiations between the Federal and Alberta Governments were proceeding in the wake of the embargo and first oil price shock. Natural gas prices became subject to government regulation on November 1, 1975, and the gas price provisions in TCPL's purchase contracts were overridden.

Increasing gas prices arrested the growth in consumer demand but also stimulated producers to establish new reserves. TCPL ceased contracting for new gas supplies early in 1977 but system gas supplies grew nonetheless as producers responded to the twin incentives of higher prices and the opportunity to boost minimum sales of system gas through the area-based contracts. On the other hand, TCPL was prevented by the regulated pricing structure from marketing the gas at lower prices in an effort to spur weakening demand.

TCPL incurred its first major take-or-pay liabilities in the 1977/78 gas contract year, paying \$134 million to producers for gas that it could not take. Believing that take-or-pay was a transient problem and that domestic gas demand would soon resume its growth, TCPL continued to make full payments for gas not taken through the 1979/80 contract year.

In 1980, following the Iranian Revolution and the onset of the Iran-Iraq war, the federal government moved to peg the price of natural gas at 65% of the energy-equivalent price of crude oil. Despite this relatively low price compared with oil, demand for gas continued to stagnate in Canada. Concurrently, TCPL's system producers continued to exploit their area-based contracts with active drilling programs, driving up TCPL's contracted supplies. Faced with increasing difficulty in meeting its take-or-pay obligations, TCPL negotiated a new allocation program with its producers, which reduced the minimum take obligation from 100% to 80% of contracted levels for the 1980/81 and 1981/82 contract years.

By the end of 1981, TCPL had paid out a billion dollars for gas that it had been unable to take and the continuing take-or-pay commitments were becoming a substantial impediment for the company. Clearly a more comprehensive solution to the problem was required. The result was the first TOPGAS agreement.

The TOPGAS I arrangement was proposed in May of 1982 and implemented that autumn. Under the TOPGAS I Agreement, a new corporate entity – TOPGAS Holdings Ltd. – was created. TOPGAS is a consortium of 30 domestic and foreign banks and financial institutions which assumed TCPL's outstanding take-or-pay liabilities and advanced \$2.3 billion to the system gas producers. In return for receiving the badly needed payments from the TOPGAS consortium, producers became liable for the take-or-pay obligation. Of the \$2.3 billion amount, \$1 billion covered TCPL's earlier payments to producers. The producers were in turn required to refund this amount to TCPL, thereby enabling the company to remove from its balance sheet the \$1 billion in debt obligations which had been incurred in making the earlier payments. The remainder of the advance to producers – about \$1.3 billion – covered take-or-pay obligations for the 1980/81 and 1981/82 gas contract years.

Of this latter \$1.3 billion, approximately \$1 billion represented payments for gas that producers had already agreed to forego under the then-existing allocation program (in which producers had agreed to reduce TCPL's minimum take requirements to 80% of contracted levels). In return for the producers now receiving these payments, they accepted a further reduction in TCPL's future take-or-pay obligations, to the lesser of (a) 60% of the minimum annual contract obligation for the 1981/82 contract year, or (b) 75% of TCPL's minimum annual obligation for the year in question.

TCPL's gas sales did not improve in the 1982/83 contract year and the company failed to fulfill its minimum take obligations under the TOPGAS I Agreement. The result was TOPGAS Two Inc., a consortium of 20 domestic and foreign banks and financial institutions, which advanced an additional \$350 million to producers for gas not taken in the 1982/83 contract year. In return, TCPL's minimum annual take-or-pay obligation for the 1983/84 contract year was set at 50% of the 1981/82 obligation and at 50-60% of the 1981/82 obligation in subsequent years (depending on actual delivery levels in the immediately preceding two years). Once again, TCPL was able to remove its take-or-pay liabilities from its balance sheet as these were assumed by

TOPGAS Two Inc.

The system gas producers began repayment of the TOPGAS advances in November 1984. Repayment at the minimum specified level would retire the debt by 1994.

The system gas producers are liable for both the principal and interest owing on the TOPGAS advances; TCPL acts as the collection agency in the arrangement. TCPL nevertheless has an unlimited liability to the TOPGAS consortia if producers default on payment of the carrying charges and is also liable for up to \$355 million in the event that producers default on repayments of the principal.

The TOPGAS Agreements were unusual in that the consortia advanced about \$2.65 billion to producers without the gas in question being secured as collateral against the advances. At the time, TCPL's dominant market position in effect guaranteed that the TOPGAS advances would be paid: in the event of a producer bankruptcy, a receiver would have had little choice but to sell the gas to TCPL as the only practical outlet for system gas producers. The October 1985 Agreement on Natural Gas Markets and Prices overturned this presumption of market dominance.

With the prospect that direct sales gas could displace significant amounts of TCPL system gas, the underpinning of the TOPGAS Agreements was threatened on three counts: (1) displacement of system gas would force the TOPGAS carrying charges to be spread over a smaller volume of sales at the same time that competing non-system gas could be driving all gas prices down (as a result of the Agreement on Natural Gas Markets and Prices, prices in system gas contracts came to be negotiated annually), potentially causing some producers to be unable to honour their obligations under the Agreements; (2) if TCPL's system gas sales were seriously eroded, TCPL could incur new take-or-pay liabilities, despite the renegotiated minimum takes; and (3) in the event of producer bankruptcies, a trustee would now have the option of selling gas via the direct sale route and avoiding the TOPGAS obligation.

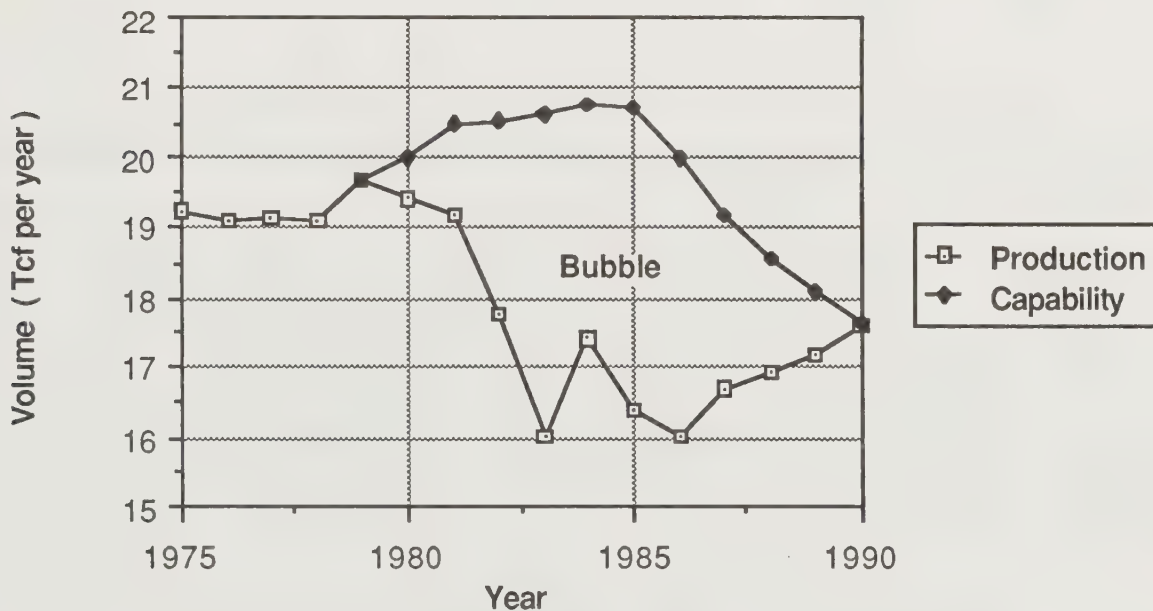
The solution arrived at by the National Energy Board was to assign demand tolls based upon operational volumes of natural gas rather than contract volumes. The operating demand level for each distribution company was defined as the contract demand volume specified in its contract with TCPL minus the volume of all direct displacement sales occurring within its franchise area. This approach resolved the matter of double demand charges. Further, the direct sales (non-system) gas would have to share responsibility in meeting the TOPGAS carrying charges, although at a rate approximately half that assessed against system gas. Thus non-system gas attracts a charge of about 50% of the TOPGAS unit carrying charge assessed under existing methodology on system gas.

Natural Gas Supply, Demand and Reserves in the United States

A. Natural Gas Supply and Demand

American natural gas production capability or gas deliverability currently exceeds the domestic demand for natural gas. The "gas bubble" is the difference between gas production capability and actual U.S. production. There are currently about 240,000 producing gas wells in the United States plus gas output from oil fields. The bubble first appeared in 1980, as production capability rose in response to increased drilling activity although demand was falling. Figure 2 displays the American Gas Association (AGA) view of the duration and size of the gas bubble. The bubble reached a maximum of almost 4.6 Tcf in 1983 and had diminished to about 4.0 Tcf by 1986. The AGA projected a 2.5 Tcf bubble for full-year 1987, with the bubble essentially disappearing in 1990. The annual U.S. purchase of Canadian gas in the AGA analysis is assumed to run at about 1 Tcf in the late 1980s.

Figure 2: Comparison of U.S. Gas Production Capability with Actual Production, 1979–1990

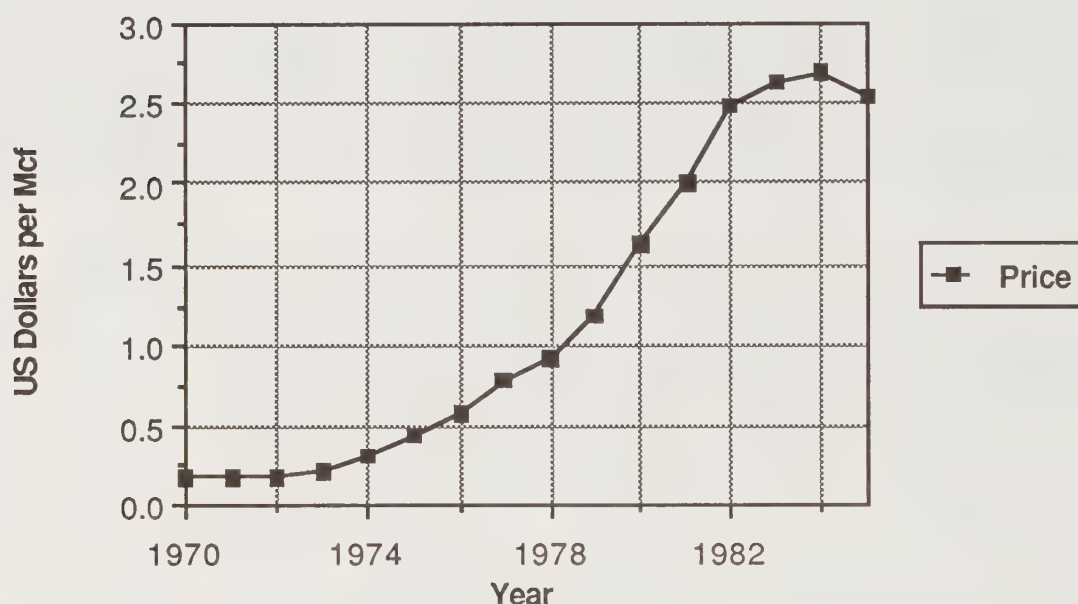


Source: American Gas Association, *Natural Gas Production Capability 1987-1990*, Issue Brief 1987-7, 13 July 1987, Arlington, Virginia, p. 4 and 6.

Following a continuous rise in the average annual wellhead price of natural gas in the lower 48 states over the period 1970–1984, the price began to decline in 1985, as displayed in Figure 3. The collapse of crude oil prices in the first half of 1986 drove the wellhead price of gas

down further, as gas producers demonstrated their willingness to compete with fuel oil at the burner-tip. Spot gas prices at the wellhead were generally based on netbacks from the burner-tip, and so were able to respond quickly to changes in oil prices.

Figure 3: Average Annual Wellhead Gas Price in the Lower 48 States, 1970–1985

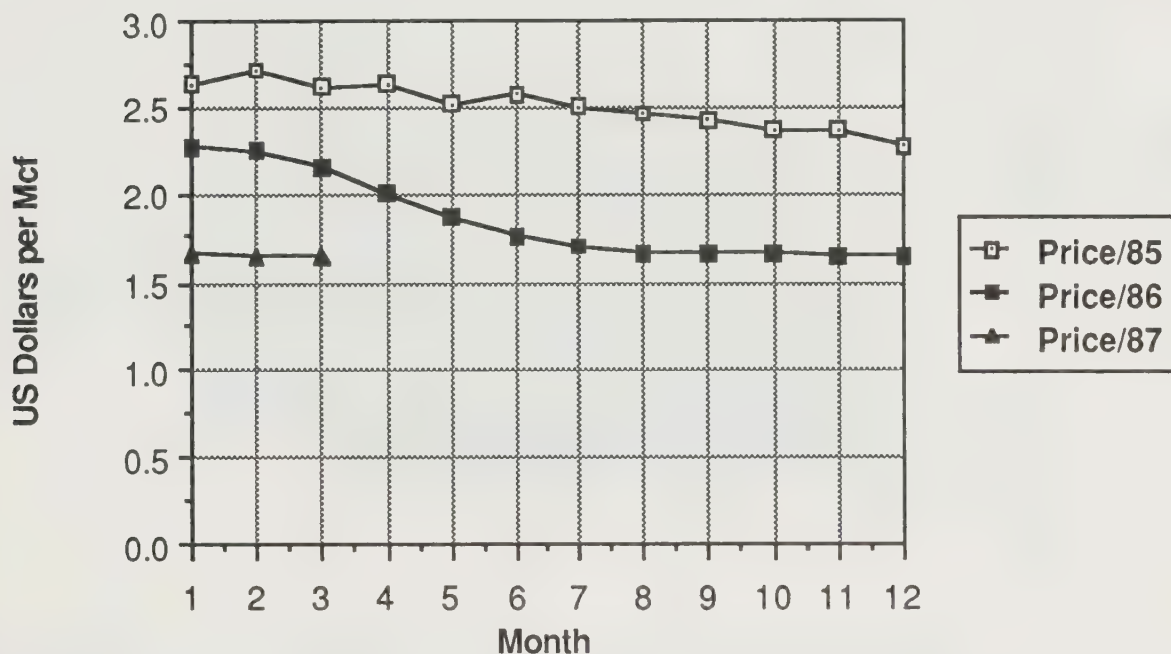


Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 26.

A new pattern in gas pricing emerged in mid-1986, however, and persisted into 1987: a decoupling of gas and oil prices. Gas-to-gas competition developed, caused by the persistent surplus in U.S. gas supplies (the so-called "gas bubble"), and dominated short-term gas pricing. This prevented wellhead gas prices from tracking the price of crude oil as it recovered to the \$US 18-20 per barrel price range. During the winter of 1986-87, the wellhead price of gas stabilized at about \$US 1.65 per Mcf (thousand cubic feet), down approximately a dollar per Mcf from early 1985. The monthly average wellhead price of natural gas, from January 1985 through March 1987, is shown in Figure 4.

Figure 4 illustrates the erosion in gas prices during 1985, followed by the more rapid decline in the first half of 1986, as the average wellhead price of natural gas tracked falling oil prices. Thereafter, the price of gas stabilized at the new lower level as gas-to-gas competition developed.

Figure 4: Monthly Average Wellhead Gas Price in the Lower 48 States, January 1985–March 1987

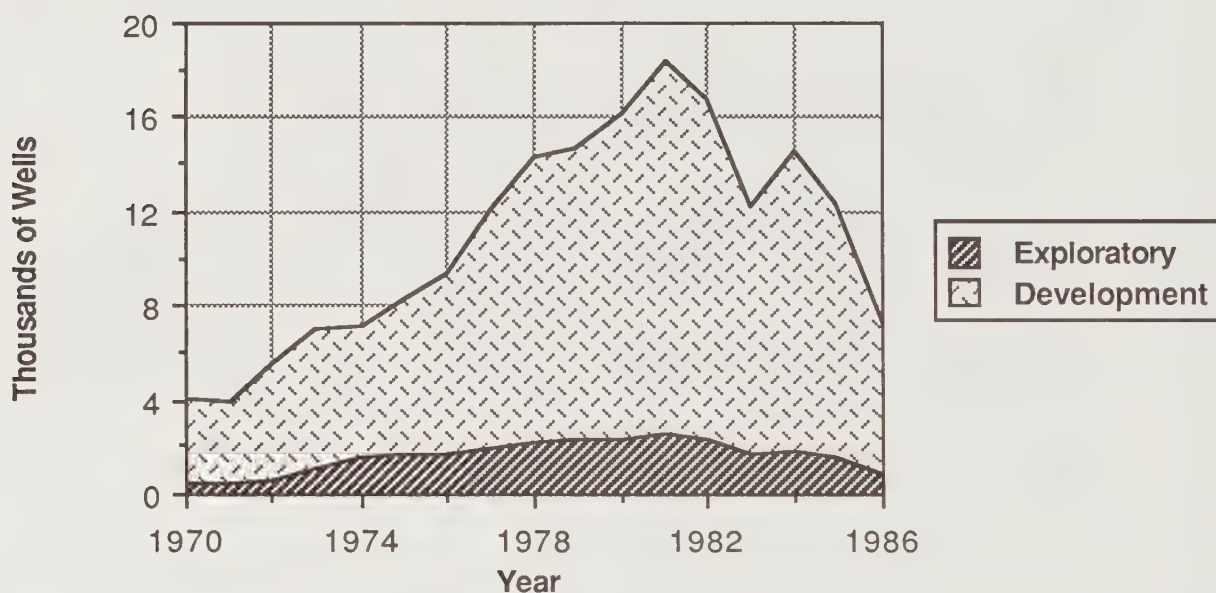


Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 26.

Gas drilling activity in the United States increased throughout the 1970s to its peak in 1981, from about 4,000 producing wells drilled in 1970 to more than 18,000 wells in 1981. The oil price shock of 1973-74 coupled with regional gas shortages in the 1970s caused the number of producing gas wells completed to triple between 1970 and 1977. The *Natural Gas Policy Act* of 1978 and the second oil price shock continued to push drilling activity up through 1981. Since then, activity has declined sharply, especially so in 1986-87. In 1986, producing gas well completions were at their lowest level since 1974; the 900 exploratory gas well completions of 1986 were a level not experienced since 1972. Data available through the first half of 1987 show a further sharp decrease in activity. Figure 5 displays U.S. gas drilling activity for the period 1970-1986, subdivided into exploratory and development drilling.

A noteworthy feature of American gas drilling is that exploratory well completions only accounted for between 12% and 21% of all producing gas wells completed over the 1970 through 1986 period. Most of the activity has been infill drilling in established fields. In the first half of 1987, exploratory wells represented 14.2% of all producing gas well completions, up from the 12.5% recorded in 1986.

Figure 5: Exploratory and Development Drilling of Producing Gas Wells in the United States, 1970–1986



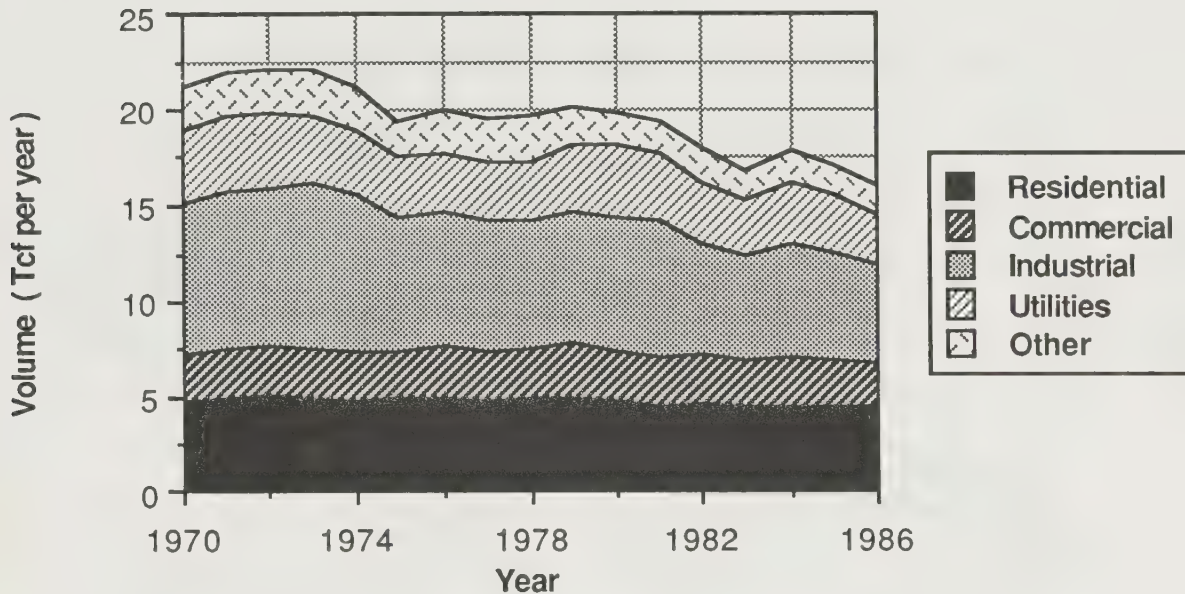
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 28.

U.S. demand for natural gas has been in general decline since the early 1970s. In 1986, domestic demand reached its lowest level in 21 years, at 16.0 Tcf, down almost 28% from the peak of 22.1 Tcf in 1972. This decline has occurred in all sectors of gas consumption, but has been steepest in the industrial sector (where the drop has been 40% since the 1973 peak) and in the use of natural gas for electrical generation by utilities (where the decrease has been 35% since the 1972 peak). Gas demand by end-use sector is presented in Figure 6.

The particularly large decline in industrial gas consumption is attributed to three factors: fuel switching, with gas sales lost in competition with fuel oil (especially evident in 1986); structural changes in U.S. industry; and improvements in the efficiency of energy use.

Statistics for 1987 indicate that domestic demand registered a significant increase last year, with U.S. gas plant throughput up by almost 8% and consumption above 17 Tcf for the year. In part this reflects a turn-around in the use of gas for electrical generation. U.S. utilities are running out of spare generating capacity. Unwilling or unable to invest in new nuclear units and large coal-fired units, many electric utilities are buying power from independent power producers who are installing gas-fired cogenerating units, a development encouraged by the *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) of 1978. This activity is also providing a new market for Canadian exporters – Gas Alternative Systems Inc. of the United States recently signed a contract with Canadian Hunter Exploration to purchase 120 billion cubic feet of gas over a period of up to 20 years to fuel a new gas-fired cogenerating station at Syracuse, New York.

Figure 6: U.S. Natural Gas Consumption by End-use Sector, 1970–1986



Notes: "Utilities" refers to the consumption of natural gas in the electric utilities sector.

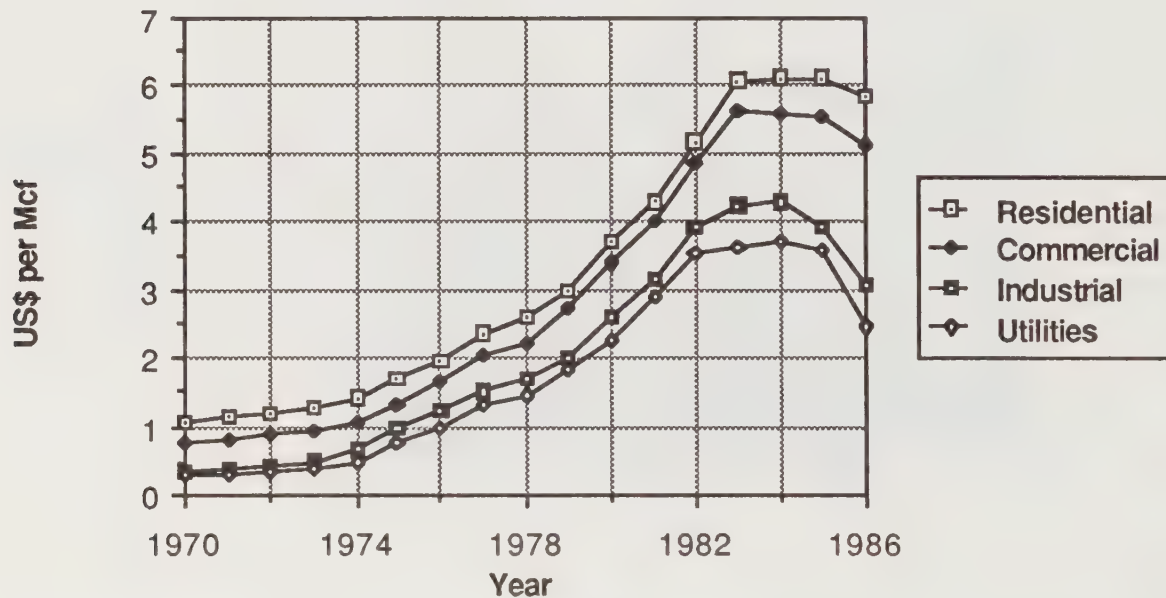
"Other" includes gas consumed as lease and plant fuel, gas consumed as pipeline fuel, and gas unaccounted for.

Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 46.

Average gas prices to end-use sectors rose steadily throughout the 1970s and then grew even more rapidly until 1983, as illustrated in Figure 7. The average end-use price of gas across all sectors peaked in the lower 48 states in 1984 at \$US 4.89 per Mcf. From 1984 through 1986, the average end-use price of gas fell by 13%, but the decline was larger in the industrial and electric utilities sectors (down 27% and 35%, respectively) and smaller in the residential and commercial sectors (where it dropped by 5% and 8%, respectively). Thus the rate tilt against industrial and electric utility customers which was amplified in the 1970s has been partially reduced in the 1980s. In response to the oil price increases of the 1970s and early 1980s, many industrial and utility operations converted to dual-fueling, allowing them to engage in fuel switching as the relative prices of fuels altered. Local gas distribution companies have been compelled to offer lower prices to these classes of buyer to prevent fuel switching.

Residential and commercial customers have historically paid more for gas in the United States, primarily because of a higher cost-of-service associated with the large number and comparatively small individual consumption of these groups of users.

Figure 7: Average Gas Prices to End-use Sectors in the Lower 48 States, 1970–1986



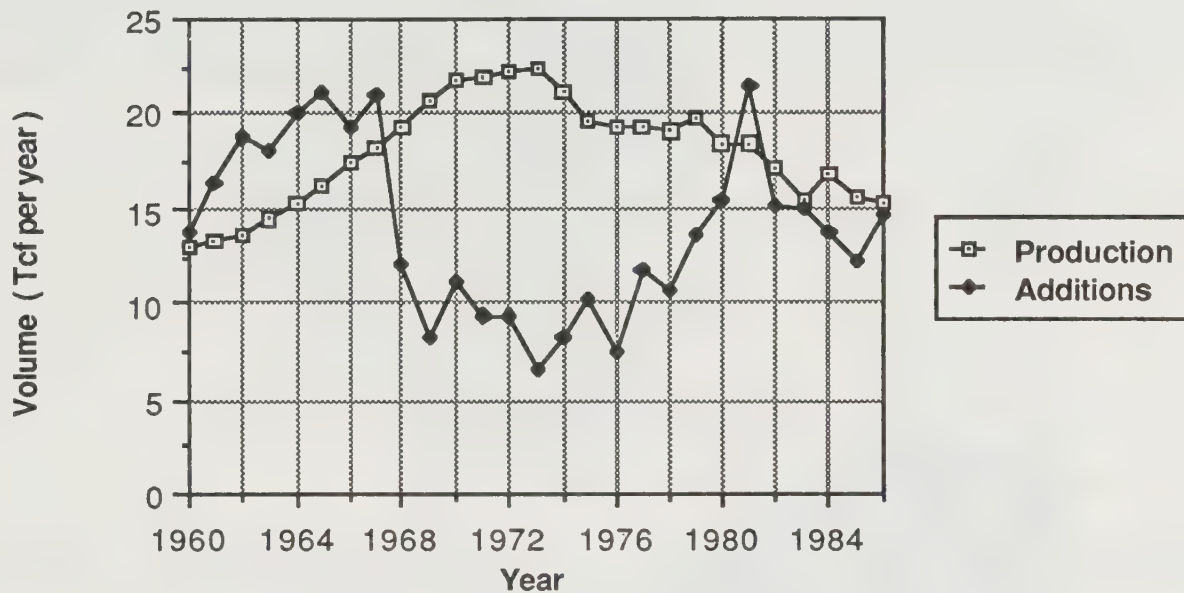
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 50.

B. Natural Gas Reserves

At year-end 1987, U.S. proved reserves of natural gas were estimated to be 186.7 Tcf, or 4.9% of the world total. This placed the United States third behind the U.S.S.R. with 1,450 Tcf and Iran with 489 Tcf. U.S. gas production, however, at 17.1 Tcf was 25.1% of global output, second behind the Soviet Union at 25.7 Tcf (37.7%). This left the United States with a reserves-to-production ratio of less than 11. Excluding the 33 Tcf of Alaskan gas contained primarily in the Prudhoe Bay gas cap and not available to the market, the lower 48 states have a R/P ratio of 9.

Additions to proved gas reserves in the lower 48 states have exceeded production in only one or two years following 1967 (depending upon which set of reserves statistics is used). During the 1970s, reserve additions only amounted to 45% of production. Since the late 1970s, however, the U.S. petroleum industry has come much closer to replacing produced gas, in part because demand is down substantially and in part because exploratory and development drilling reached record levels in 1981, in the wake of the second oil price shock and the passage of the *Natural Gas Policy Act*. Over the period 1981-86, the natural gas industry replaced 93% of production with new reserves. The situation since 1960 is illustrated in Figure 8.

Figure 8: Proved Dry Gas Reserve Additions and Production in the Lower 48 States, 1960–1986



Notes: "Production" refers to the output of dry natural gas (that is, with the natural gas liquids removed).

"Additions" refers to net additions to proved reserves of dry natural gas.

Source: American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987–2010*, Arlington, Virginia, October 1987, p. 50.

U.S. gas reserves fell most sharply between 1970 and 1977, during which time

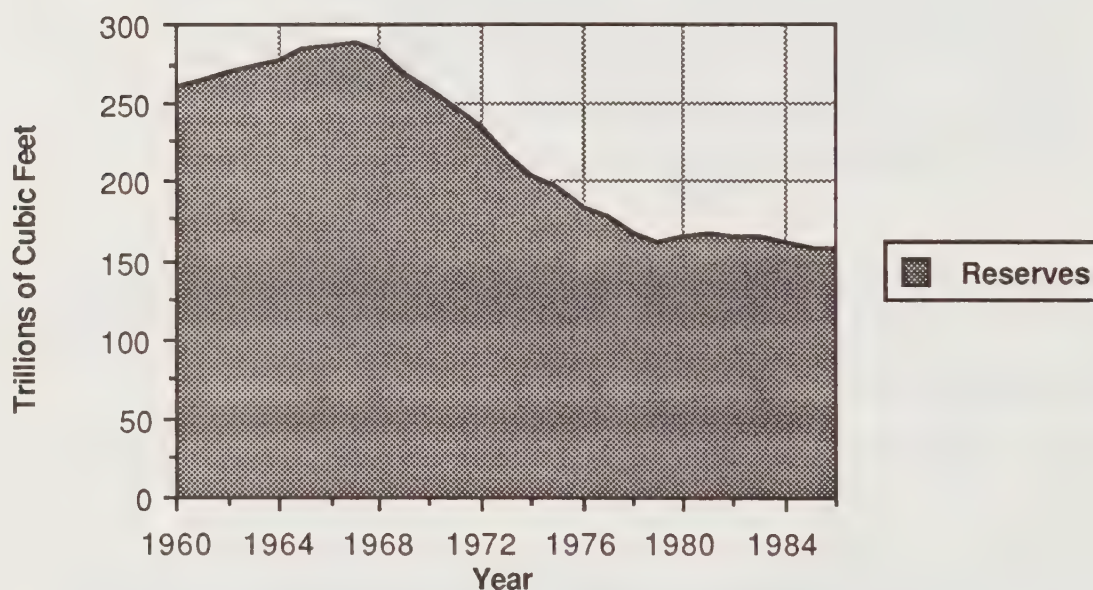
...artificially low, regulated wellhead prices for gas in the interstate market gave little incentive for exploration and production. The emergence of a strong intrastate market with higher unregulated prices, together with increases in regulated prices of interstate gas supplies, resulted in significant additions to reserves during 1977 and 1978... The passage of the *Natural Gas Policy Act* in 1978, coupled with the dramatic increases in the price of oil in the late 1970's and early 1980's, led to significantly higher exploration and development activities in the early 1980's, and increased discoveries of gas reserves. Upward revisions and extensions of existing reserves which had been uneconomic to produce at the prices of the early 1970's also provided significant additions to reserves. From 1978 until the mid-1980's these economic incentives and the resulting exploration and development activity caused the decline in reserves to slow considerably, but only twice during that period did net additions to reserves exceed production..." (*Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Arthur Andersen & Co., Chicago/Cambridge Energy Research Associates, Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 19.)

U.S. gas output has fallen most dramatically in the Texas/Gulf Coast region (essentially

Texas and Louisiana). From 11.8 Tcf extracted in 1971, production fell in this part of the United States by almost 51% to 5.8 Tcf in 1986. This reflects a 66% decline in proved reserves in the region, from 142.9 Tcf in 1970 to just 48.5 Tcf at year-end 1986. For the Texas/Gulf Coast and Gulf of Mexico combined, the reserves-to-production ratio is only 8.3. For the lower 48 states taken together, the ratio is about 9.

The evolution in the lower 48 states proved reserves of natural gas is presented in Figure 9. Reserves grew throughout the postwar period until reaching a peak of 289.3 Tcf in 1967. By year-end 1986, proved reserves of dry natural gas had fallen to 158.9 Tcf in the lower 48 states. Added to this is 32.7 Tcf of proved reserves attributed to Alaska at year-end 1986. Most of this Alaskan total is contained in the Prudhoe Bay gas cap, which is not yet connected to any market.

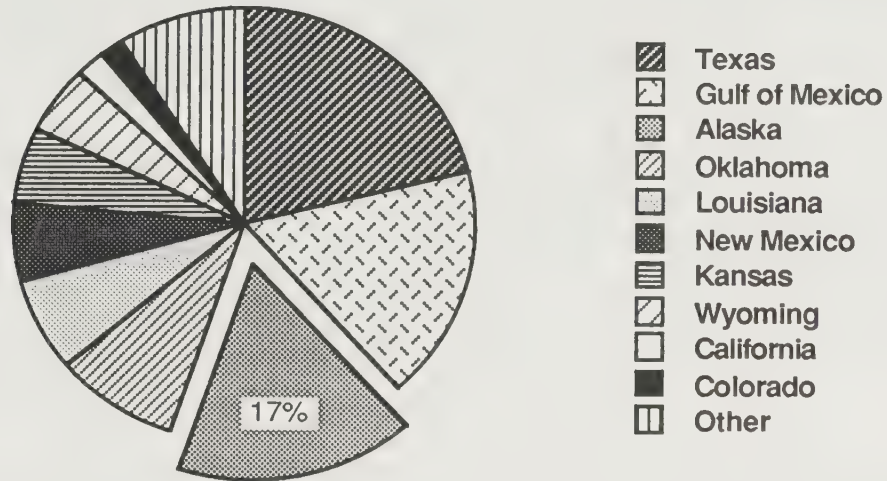
Figure 9: U.S. Lower 48 Natural Gas Reserves, 1960–1986



Source: American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987–2010*, Arlington, Virginia, October 1987, p. 50.

Figure 10 shows the breakdown in proved reserves of natural gas by state, including Alaska, as of year-end 1986. Alaska's 17% share of U.S. reserves is set apart because there is no means yet for delivering this gas to market. The Gulf of Mexico, lying off Texas and Louisiana, is evaluated separately from the state totals by the U.S. Department of Energy. In the DOE compilation, Texas still holds the largest quantity of proved reserves at 40.6 Tcf (21.2% of total U.S. gas reserves, including Alaska). The Gulf of Mexico stands second at 32.9 Tcf (17.2% of U.S. reserves), narrowly ahead of Alaska at 32.7 Tcf (17.1%). Oklahoma is assigned 16.7 Tcf (8.7%), Louisiana 12.9 Tcf (6.7%), New Mexico 11.8 Tcf (6.2%), Kansas 10.5 Tcf (5.5%), Wyoming 9.8 Tcf (5.1%), California 3.9 Tcf (2.0%) and Colorado 3.0 Tcf (1.6%). The 50-state total (including the Gulf of Mexico) at year-end 1986 was 191.6 Tcf of proved gas reserves.

Figure 10: U.S. Proved Reserves of Natural Gas by State at Year-end 1986



Source: DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1987*, Dallas, December 1987, p. 74.

Deregulation of the U.S. Gas Market

A. Introduction

The United States has developed the most complex energy system in the world. This system sustains a population nearing 250 million and is closely watched by powerful interests. The energy shocks of the 1970s prompted strong regulatory actions by the Nixon, Ford and Carter Administrations; the Reagan Administration has worked just as diligently to overcome the "energy scarcity mentality" and to reassert the role of the marketplace in energy decision-making.

Energy regulation in the United States today nonetheless continues to reflect the problem of foreign energy dependence which was driven home to American consumers in the 1970s. Although that dependence lessened in the years following the Arab oil embargo and the two upsurges in oil prices, the energy issues which derive from a lack of energy independence have not disappeared. In the view of Tomain and Hollis, these issues are merely "dormant", awaiting some future disruption in foreign supply to be resurrected. Although there is a coincident effort on the parts of the United States and Canadian Governments today to deregulate the energy marketplace, the Committee considers there to be a substantial element of truth in the observation:

...A belief that the marketplace can resolve every problem including the critical supply shortage is misplaced. The present [Reagan] administration should not ignore history and rely on the market to ensure even the roughest justice in the distribution of hardship and burden in a supply crisis. Thus, dismantlement of virtually all institutional structures to deal with supply interruption is a simplistic answer to complex issues of governance of the nation in an area of fundamental importance... (Tomain and Hollis, 1983, p. xiv)

The energy component of the Free Trade Agreement (FTA) is in part an institutional response to dealing with future disruptions in energy supply, as are the oil-sharing provisions agreed to by the member nations of the International Energy Agency. The Committee believes that American policy-makers perceive this more clearly than do Canadian policy-makers (or than they are willing to admit in public). It is not surprising to Committee members that a number of Americans in discussions with the Committee characterized the energy component of the Agreement as the most important element of the FTA for their country.

In this section of the report, the Committee briefly reviews its findings on the U.S. regulatory system as it pertains to the natural gas market in that country. This review is little more than a snapshot of a system in change. While we appreciate that the United States has mounted a major and sustained effort to deregulate its energy system, we are also well aware that the pendulum swings in both directions as circumstances change. The Free Trade Agreement will certainly make it more difficult, however, for subsequent governments in both countries to backtrack on their commitment to deregulated energy markets.

B. The Road to Deregulation

The U.S. Federal Power Commission (FPC) is the forerunner of institutions which today are at the focus of American regulatory activity in the energy sector. At its inception in 1920, the FPC had authority only in the matter of hydro-electric facilities on navigable waterways. This changed, however, during the Roosevelt Administration with its "New Deal" philosophy of addressing difficulties in the U.S. economy. This period witnessed rapid growth in the number and powers of federal agencies, which were seen as effective agents of broad economic regulation. According to Tomain and Hollis, three important characteristics were attributed to the New Deal

agencies.

First, federal administrative agencies are specialized creations of Congress charged with administering complex laws and regulations. Recognizing that Congress could not cope with all the subtleties and complexities of regulating monopolistic enterprises, these agencies were to acquire specialized expertise. Second, the heads of these agencies are appointed, not elected, and this freedom from direct political accountability was seen as allowing the agencies to function without the compromises arising from political pressure. Third, there were limits imposed on judicial review of agency decisions – courts were not to interfere unless the agency acted in an arbitrary or capricious manner.

In this spirit, the FPC was transformed into an agency with the power to set rates for the wholesale prices of electricity and natural gas sold or transported in interstate commerce. Thus the Federal Power Commission emerged as the first energy regulatory agency. The *Natural Gas Act* (NGA) of 1938 was the source of its expanded regulatory authority. The FPC gained the authority to set prices for natural gas in interstate commerce, and the state governments under state law set prices for natural gas in intrastate commerce. This allocation of power in effect created dual gas markets and set the stage for later problems of disparate availability and pricing of gas in the two markets.

In 1954, the FPC gained a major new rate-making power. Prior to that year, the NGA had been interpreted by the Commission to exclude the wellhead prices of independent producers from rate regulation. A 1954 U.S. Supreme Court decision, *Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin*, extended FPC rate-making jurisdiction to independent producers selling or providing a service in interstate commerce. Given the very large number of rate adjudications with which the FPC was then faced, it first moved to rate-setting by groups on a regional basis and subsequently, in the mid-1970s, to nationwide rate-setting and rule-making for the independent producers.

Prior to the oil embargo and price shock of 1973, most energy decision-making was done at the state level, through rate-making by public utility commissions and attempts to conserve resources through good production practices. At the federal level, there had been no imperative to coordinate energy policy-making and, consequently, there was a lack of consistency in policy and regulation.

In an attempt to overcome the fragmentary nature of energy policy-making in the aftermath of the oil embargo, the Department of Energy (DOE) was created by the *Department of Energy Organization Act* of 1977. While reducing the many facets of energy jurisdiction, it did not bring them all into one department. DOE assumed virtually all of the powers of the Federal Energy Administration, the Energy Research and Development Administration, and the Federal Power Commission. DOE also assumed certain powers relinquished by the Department of Interior, the Department of Housing and Urban Development, the Department of Commerce, the U.S. Navy and the Interstate Commerce Commission.

Despite this amalgam which became the DOE, other powerful entities have input to U.S. energy policy and regulation. The Environmental Protection Agency (EPA), the Nuclear Regulatory Commission, the Department of Interior and the Department of State all have a major impact on energy policy.

Within DOE, several distinct organizations were created for specific purposes, and three of those agencies – the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), the Economic Regulatory Administration (ERA) and the Energy Information Administration (EIA) – are of particular relevance to this study. The Federal Energy Regulatory Commission assumed most of the authority of the former FPC and gained new areas of jurisdiction. FERC took over many of the responsibilities under the *Natural Gas Act* (NGA, 1938), the *Natural Gas Policy Act* (NGPA,

1978), the *Federal Power Act* and the *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA, 1978). FERC has substantial authority to regulate the rates of oil pipelines under authorities of the *Interstate Commerce Act* transferred from the Interstate Commerce Commission to DOE. As well, FERC has limited authority to affect oil price regulations under the *Emergency Petroleum Allocation Act* (1973), through appeal of DOE orders to FERC. The Economic Regulatory Administration has residual jurisdiction to administer programs not in conflict with FERC, notably the authority to license imports and exports of natural gas. The Energy Information Administration was established to collect energy data for DOE and such information as is required by the *Energy Supply and Environmental Coordination Act* (1974) and the *Federal Energy Administration Act* (1974).

The unusual relationship between FERC and DOE is well captured in the following quotation.

Within the DOE itself, an executive agency, significant powers are delegated to the cabinet-level office of the secretary and to executive departments under its control. At the same time DOE has under its administrative canopy an independent regulatory agency. Originally, the Carter administration had proposed the abolition of the FPC as an independent regulatory agency seeking to emasculate its authorities in the form of a three-member board, whose decisions could be appealed to the secretary of DOE. The Congress reacted unfavorably to this proposal and established FERC, or "son of FPC", retaining its status as a final decision-making body. This split of authority finally arrived at by Congress meant that decision-making responsibilities (depending on the resource involved) are likewise divided. FERC, for example, fundamentally retained rate-making authority over wellhead and pipeline rates for natural gas, but the secretary of DOE exercised control over crude-oil prices and allocation. FERC has authority to develop pipeline-specific natural-gas-curtailement plans, but the secretary of DOE was to set national curtailment priorities. Even more curious is the power FERC was granted by Congress over some decisions of the secretary regarding oil and products pricing and allocations. Neither the FPC nor the FERC had any authority to establish or enforce those regulations relating to oil-pricing matters, yet FERC became the body designated to hear appeals of the secretary of DOE's decisions on those subjects. FERC's own decisions are final and are reviewable by the court; they are not reviewable by the secretary as originally envisioned under the Carter plan. Not only did FERC retain its independent status in this fashion, FERC also has a veto power over actions by the secretary that may significantly affect any function within the jurisdiction of FERC... (Tomain and Hollis, 1983, p. 27-28)

It is misleading, therefore, to think of FERC simply as the American analogue of Canada's National Energy Board. Although there are parallels in their regulatory responsibilities, FERC's powers are more broadly based and the Commission's degree of independence is different.

C. FERC Rule-making

FERC has generated a large body of rules in its efforts to deregulate certain aspects of U.S. energy markets. Given the large volume of energy trade between Canada and the United States, not least in the natural gas sector, FERC's rule-making carries many implications for Canadian exports of energy. In this section, the Committee highlights selected FERC initiatives which bear on natural gas trade.

1. *Opinion 256*

No FERC action has stirred such protest in Canada as Opinion 256, its resolution of the "as billed" issue. The ruling came in a rate adjustment case involving the Natural Gas Pipeline

Company of America, which had sought to recover the cost of its imported Canadian gas on an as-billed basis.

In Opinion 256, issued December 8, 1986, the U.S. Federal Energy Regulatory Commission for the first time dealt with the merits of a two-part rate structure for imported gas. The Commission did not overturn the basic cost recovery mechanism but did deny as-billed treatment to Canadian natural gas by refusing to accept certain elements of the demand charge. The ruling came in an adjustment rate case involving Alberta gas purchased by the Natural Gas Pipeline Company of America from ProGas Limited and from Great Lakes Transmission Company. Opinion 256 reversed a May 21, 1986 initial decision by a FERC administrative law judge that Natural could recover the cost of its Canadian gas under the new, two-part rate system on an as-billed basis.

In the two years preceding this FERC action, Canadian gas exporters and American pipeline importers had been restructuring the cost recovery provisions of their international contracts. The former one-part commodity charge had been replaced by a two-part rate scheme, consisting of a demand charge and a commodity charge. In the case of Natural's contracts with ProGas and Great Lakes, the demand charge was to reflect fixed facility costs and was to be adjusted only as changes in these fixed costs actually occurred; the commodity charge was to be adjusted quarterly based on changes in a composite U.S. refiners' acquisition cost of crude oil.

FERC accepted that the introduction of a two-part rate structure was warranted and that it could not unnecessarily disturb this structure as embodied in the freely negotiated contracts, but maintained that it had the authority to assess the manner in which the particular rates were derived and to evaluate the "reasonableness" of the demand charge. FERC did not accept the demand charges put forward by Natural – finding them to be "unjust and unreasonable" – and it ordered these charges to be significantly reduced. In its ruling, FERC stated:

...we find no justification for American distributors and consumers to guarantee fixed cost recovery to Canadian pipelines with respect to their transportation of Canadian gas. We may not change Natural's contracts with its suppliers. But we may change Natural's demand charge to ensure that some portion of the Canadian fixed transmission costs will be at risk with respect to American distributors and consumers. Accordingly, we will require Natural to modify its demand charge to exclude therefrom all fixed costs associated with return on equity and related taxes...(FERC, 1986, p. 20)

In effect, the FERC decision forced certain charges previously included in the demand component to be transferred to the commodity charge. This causes an increase in the incremental cost of Canadian gas, making it less competitive in the United States. Under the netback pricing system which now prevails for exported gas, the FERC ruling has significant financial implications for Canadian gas producers.

Under the *Department of Energy Organization Act*, DOE received the authority to approve natural gas imports and exports from the former Federal Power Commission. Authority over the siting, construction and operation of pipeline facilities and to review rates proposed for the interstate transportation and sale of gas was transferred from the FPC to FERC. In 1984, the Secretary of Energy exercised his authority under the *Natural Gas Act* to delegate responsibility for regulating gas imports and exports to the Administrator of the Economic Regulatory Administration (ERA).

Only the ERA Administrator may review international gas contracts and authorize imports. Once ERA has approved an import arrangement, FERC cannot act in a manner inconsistent with the ERA action. ERA endorsed in principle the pass-through of a two-part rate structure, as was embodied in the Natural Gas Pipeline Company of America contracts with ProGas and Great

Lakes. Nonetheless, it is within FERC's jurisdiction to approve specific cost elements of the pass-through.

The U.S. Secretary of Energy had stated his view on the issue of as-billed pass-through in November 1985:

The Department [of Energy] wants to reiterate its previous position that there should be no regulatory distinction between the treatment of domestic and imported gas supplies. If the as-billed principle is to be preserved, as stated in the Commission's Notice, it should be applied to imported gas as well. The Department believes the two-part rate design utilized in these new import arrangements is largely analogous to two-part rates that are accepted in domestic tariffs that recognize the costs in providing transportation over long distances. We see no rationale for denying imported gas the same treatment with regard to as-billed passthrough that is available to domestic pipelines. If the Commission has concerns about the allocation of imported gas costs between demand and commodity charges, it has sufficient authority to take the appropriate action. However, as long as the result of international contracts freely negotiated between commercial parties is reasonable and is approved by the Economic Regulatory Administration, we urge regulatory restraint in any unnecessary intrusion into private contractual matters. (FERC, 1986, p. 14)

FERC interprets this policy position to mean that "our prime consideration is, as stated by the Secretary, to ensure that there is 'no regulatory distinction between the treatment of domestic and imported gas supplies.'"

Natural Gas Pipeline Company of America purchases gas from ProGas, a Canadian gas broker, and from the Great Lakes Transmission Company. ProGas ships from Alberta to the U.S. border via two Canadian pipelines: NOVA and Foothills Pipeline Limited. Great Lakes purchases its gas from TransCanada PipeLines Limited – which moves the gas from Alberta to the U.S. border through its own facilities and through NOVA – for resale to Natural.

On March 25, 1985, Natural filed new tariffs with FERC to reflect its amended contracts for the purchase of Canadian natural gas, utilizing the new two-part rate system. This filing was examined by a FERC administrative law judge, whose function is to conduct hearings and prepare initial decisions for subsequent review by the FERC Commissioners. On May 21, 1986, the administrative law judge issued his initial decision, finding that Natural could recover the cost of its Canadian gas on an as-billed basis.

Demand charges applied by ProGas and by TCPL were negotiated with Natural. The ProGas daily demand charge was set at 50 cents per Mcf. The TCPL daily demand charge was set at 50 cents per million British thermal units (MMBtu), a charge approximately comparable to that of ProGas.

The administrative law judge dismissed the arguments of those parties intervening against Natural's application. These intervenors argued that the Natural demand charge of 50 cents per Mcf or MMBtu included non-fixed costs and NOVA's volumetric charges (that is, gathering and production fixed costs and volumetric charges should be included in the commodity charge, not the demand charge); that Natural's Canadian costs were not being allocated according to the principles applied to U.S. pipelines in domestic transactions, providing an unfair competitive advantage to Canadian exporters; that the pass-through of inappropriately high costs shifts the risks of marketability away from Natural and from the Canadian producers to Natural's customers; that the as-billed principle applies only if the Commission has approved the upstream cost classification, allocation and rate design method; and that Foothills' inclusion of all its fixed costs, including a return on equity and related taxes, in its demand charge is a direct contravention of FERC's modified fixed variable method.

The administrative law judge found instead that Natural's customers were benefitting from the renegotiated contracts, which had lowered the price of the Canadian gas; that the amount of cost shifting to Natural's customers was small; that allowing the as-billed flow-through of costs promoted the import policies of the Department of Energy with respect to Canadian gas; that most of the costs of Canadian gas included in the demand charge were indeed fixed costs; and that NOVA's transportation charges were properly included in the demand charge, even though NOVA charges a volumetric or postage stamp rate.

Starting from the position that Canadian and U.S. suppliers should compete for U.S. markets on an equal basis and that the Commission has the authority to investigate the "reasonableness" of Natural's demand charge, FERC concluded that it could not support the finding of the administrative law judge. FERC observed that Natural's demand charges were the result of negotiation, not the result of a normal demand charge calculation. The Commission further observed that both ProGas and TCPL were including all fixed costs in the demand charge – the straight fixed variable method – which it maintained was not justified as "there is no economic reason to assure pipeline profits when sales are not made". Accordingly, FERC required Natural to modify its demand charge by excluding all fixed costs associated with return on equity and related taxes. Natural was given the option of either subtracting those costs from its demand charges or calculating new demand charges using the modified fixed variable method, as domestic suppliers must do.

FERC concluded that, "We realize we have significantly reduced Natural's demand charge from the 50 cents per MMBtu or Mcf it is obligated to pay TransCanada and ProGas. We did this in the exercise of our responsibility under the [Natural Gas Act] to ensure that Canadian and domestic gas supplies are afforded equal treatment so that a pipeline's rates are just and reasonable and consumers are not subject to unjust and unreasonable rates." FERC did not make its ruling retroactive.

The Canadian Government has indicated to the United States Government that it will not seek to have FERC Opinion 256 challenged if the Free Trade Agreement is implemented.

2. Order 436/500

The partial wellhead decontrol of natural gas in the United States caused FERC to hold an inquiry into regulatory change needed in the new gas marketing environment. On May 30, 1985, FERC proposed changes to its regulation of natural gas pipelines in a Notice of Proposed Rulemaking (NOPR). Comments were received from several hundred parties and the Commission took these into account in its final rule-making. The result, FERC Order 436 issued October 9, 1985, is a lengthy and complicated document.

FERC stated that changes over the years in the natural gas industry required significant alteration to the regulatory framework "...to comply with the *Natural Gas Act* (NGA), the *Natural Gas Policy Act* of 1978 (NGPA), and the mandate of the court in *Maryland People's Counsel v. FERC*..."

Order 436 comprised a package of four interrelated parts: Part A, pipeline transportation; Part B, take-or-pay; Part C, an optional, expedited hearing procedure; and Part D, block billing. With regard to transportation, a simplified program providing for non-discriminatory access was put in place with the tariffs for such service to be volumetric, downwardly flexible, cost-of-service rates with time-of-service differentiation. Pipeline customers were given a conditional opportunity to modify their existing service agreements in order to reduce their contract demands for firm sales service. This customer option was available only if the pipeline agreed to be a transporter of gas for others. Pipelines were allowed to impose a reservation charge for firm transportation service.

The transportation provisions of Order 436 generally were to take effect November 1, 1985, apart for the grandfathering of certain provisions. No deadline was imposed for the pipeline companies to participate in the new transportation program. First notice by firm sales customers to exercise their conditional opportunity to reduce or convert firm sales entitlements (applicable only in those instances in which the pipeline opted to provide open access to transportation services) had to be given by February 1, 1986, to become effective September 1, 1986. This conditional option could be for up to 25% of firm gas sales in the first year. Such reductions could only be exercised once per year, and with prior notice of 150 days.

Under the take-or-pay provisions, "During a limited transition period, a rebuttable presumption of prudence would have been established for certain limited and circumscribed payments made by pipelines to extinguish all future minimum payment or purchase obligations in certain contracts. This presumption would have been available only to pipelines willing to offer non-discriminatory access to transportation service; this in turn would have given rise to an option for firm sales customers to reduce their contract demands."

An optional, expedited certification procedure was proposed for new services, facilities and operations for those pipelines willing to assume the risk of these new ventures by agreeing to specified conditions governing the proposed services. Competing certificates could be granted. Appropriate abandonment would be conditionally pre-granted to the pipeline, to be effective at the expiration of the underlying contracts, provided that the customer has an alternative provider of service. Traditional certification proceedings remained available for those pipelines seeking to impose some of the risk of their venture on other parties, in order to ensure that the risk imposed involuntarily on others is required by the public convenience and necessity.

With regard to the block billing provisions, a three-part gas rate was provided for pipeline sales gas, to preserve the benefits of "old" gas for existing firm sales customers and "...to mitigate competitive distortions resulting from the lingering effects of existing wellhead price controls." The first block would contain "old" gas; the second block would contain all other gas. All non-gas costs associated with purchasing gas were to be billed as a third charge, to be allocated between the two blocks. The phasing-in of block billing was to begin in the summer of 1986.

Order 436 was challenged in the courts, however. On June 23, 1987, the United States Court of Appeals for the District of Columbia issued its opinion in *Associated Gas Distributors v. FERC*. Although the Court generally upheld the substance of Order 436, it found problems with some components of the Order. In particular, the Court was concerned that the take-or-pay issue had not been adequately addressed. The Court also wanted to know how some FERC certificates could be grandfathered for periods as long as 10 years without violating the direction by Congress to prevent undue discrimination. The Court vacated Order 436 and remanded the matter for further proceedings. The result was an interim rule, FERC Order 500, issued August 7, 1987.

The Commission sought in Order 500 to take a series of interrelated actions to provide some relief from take-or-pay problems. The most controversial initiative was a new crediting mechanism for take-or-pay obligations, which FERC described in the following terms.

In order to permit pipelines to reduce the incurrence of take-or-pay liability under their existing take-or-pay contracts because of transportation under these regulations, a producer seeking to have gas transported must offer credits against the pipeline's take-or-pay liability. The credit would operate by treating volumes of gas transported as though they were volumes of that producer's gas purchased by the pipeline under pre-June 23, 1987, take-or-pay contracts, with certain exceptions. The pipeline may apply the credit as though the volumes were purchased in the contract year in which the gas is transported or in any previous calendar year, commencing on or after January 1, 1986, in which the pipeline

transported gas under these regulations. Requiring producers to offer these credits will enable pipelines to minimize aggravation of, and in many cases to reduce previously accrued take-or-pay liabilities under uneconomic gas purchase contracts because of transportation under Part 284 of the Commission's regulations. Where the pipeline's sales are displaced by the transportation, the take-or-pay liability incurred due to the loss of the sale will generally be offset by the credit. (FERC, 1987, p. 15)

While U.S. gas producers had generally favoured Order 436, they were outraged by the crediting mechanism proposed in Order 500, which they viewed as coming down decisively on the side of the pipeline companies. The Committee learned during its May 1988 visit to Washington that FERC was still attempting to arrive at a permanent rule to replace the interim Order 500. FERC was reportedly considering extending take-or-pay relief only to open-access pipelines. [Under FERC regulations, third-party gas carriage is optional and some U.S. pipelines have refused to open their systems.] Industry observers believe that the final Order 500 is likely to be challenged in the courts as well.

Canadian-U.S. Trade in Natural Gas

A. The Development of Canadian-U.S. Gas Trade

The sale of Canadian gas into the U.S. market has grown impressively since the 1960s. In some years, export sales of marketable gas have reached 40% of domestic production, indicating the importance which U.S. sales hold for the development of the Canadian natural gas industry. Imports of Canadian gas have typically satisfied about 5% of U.S. domestic demand in recent years.

Gas exports first surpassed the one Tcf level in 1972, thereafter peaking in 1973 at 1.03 Tcf. Sales held steady throughout the remainder of the 1970s, between about 0.9 and 1.0 Tcf, and reached a secondary peak of 1 Tcf in 1979. The early 1980s saw depressed gas exports as the regulated price for Canadian natural gas began to move out of line with prices in the U.S. market and as American demand contracted sharply. From 1980 through 1984, yearly export volumes ranged from 0.71 to 0.80 Tcf. Nonetheless, those exports earned an average of more than \$C 4 billion annually over the five-year period.

Exports recovered to 0.92 Tcf in 1985 and then fell back again in 1986 as the price of oil plummeted, causing many U.S. industrial and utility users to switch from gas back to oil. During the winter of 1987-88, gas exports surged to a new monthly high as Canadian prices continued to erode. According to statistics provided by EMR, Canada's indigenous supply of natural gas (including producer consumption) in 1987 was 3.14 Tcf; marketable gas production (excluding producer consumption) was 2.77 Tcf; and exports were 0.99 Tcf. These numbers indicate that Canada exported almost 36% of its marketable gas production on average over 1987. Table 3 reviews the pipeline export of Canadian gas into the United States since 1970.

In January of 1988, gas deliveries to the United States set a monthly record of 132.9 billion cubic feet (Bcf). On an annual basis, this would be equivalent to a flow of 1.6 Tcf, very close to the maximum nominal export capacity of about 1.8 Tcf through the various pipeline interconnections. The average revenue per unit of gas shipped was \$C 2.415 per Mcf and the total value of export sales in January was \$C 263 million. Over the first three months of 1988, the leading exporter was Alberta & Southern with 104.3 Bcf shipped to the end of March. Pan-Alberta ran a strong second at 91.5 Bcf and TransCanada ranked third at 64.9 Bcf.

Canadian gas exports in total were up by 33% over the January-March 1988 period compared with the same three months of 1987. Revenues increased by a more modest 23%, however, as gas prices continued to decline. The wellhead spot price for natural gas in the United States is still dropping and industry observers expected this price weakening to prevail during the summer.

U.S. gas consumers in recent years have come to depend upon Canadian producers for about 5% of their gas supplies, although in some regions of the United States imported gas is a much more substantial contributor. Canadian gas is exported to the United States through four principal export points, which together represent 92% of total export capacity, and six smaller export points, which add the remaining 8% of export capacity. These export points are listed in Table 4 with the export capacity given in millions of cubic feet per day (MMcf/day).

Total pipeline export capacity amounts to 5,021 MMcf/day, corresponding to an annual nominal transmission capacity of 1.83 Tcf. In fact, because of bottlenecks, seasonal fluctuations and other factors, restrictions on transmission capability typically begin to appear when the export

volume of Canadian gas reaches the level of about 1.2 to 1.3 Tcf per year.

Table 3: Pipeline Exports of Natural Gas to the United States, 1970-1987

Year	Volume (Tcf)	Average Price (Cdn\$/million Btu)	Total Revenue (millions of current Cdn\$)
1970	0.768	0.268	206
1971	0.903	0.278	251
1972	1.007	0.305	307
1973	1.031	0.340	351
1974	0.961	0.514	494
1975	0.949	1.151	1,092
1976	0.954	1.694	1,616
1977	0.995	2.040	2,028
1978	0.883	2.480	2,190
1979	1.001	2.904	2,889
1980	0.796	4.912	3,984
1981	0.762	5.705	4,370
1982	0.784	6.104	4,755
1983	0.712	5.598	3,958
1984	0.755	5.230	3,886
1985	0.923	4.353	4,018
1986	0.741	3.383	2,507
1987	0.990	2.600	2,574

Source: Personal communication, Matthias Schwarz, Director, Gas Exports Division, Natural Gas Branch, Energy, Mines and Resources, Ottawa, 3 June 1988.

Exports of natural gas to the United States are an important element of Canada's total merchandise trade, and the second largest component in our energy trade with the U.S. Measured in current dollars, the value of those gas exports has been as great as \$4.76 billion in 1982, out of total energy exports to the U.S. valued at \$11.69 billion. Even with the recent decline in gas prices, 1987 earnings from U.S. gas exports amounted to \$2.57 billion.

The prevailing view in the United States is that larger volumes of natural gas will be purchased from Canada in the future. U.S. customers bought almost 1 Tcf of Canadian gas in 1987 and various American forecasts have Canadian imports ranging from 1.2 to 2.5 Tcf in the late 1990s. The delivery system would have to be expanded to accommodate the gas trade anticipated by most industry observers. It is also questionable whether Canadian productive capacity could support gas exports in the high end of that range.

Table 4: Canadian Natural Gas Pipeline Export Capacities

Export Point	Capacity (MMcf/day)	Share of Total Capacity
A. Major Export Points		
Huntingdon, British Columbia	812	16%
Kingsgate, British Columbia	1,589	32%
Monchy, Saskatchewan	1,059	21%
Emerson, Manitoba	1,165	23%
Total for Major Export Points	4,625	92%
B. Other Export Points		
Cardston, Alberta	141	3%
Niagara, Ontario	124	2%
Fort Francis, Ontario	35	1%
Windsor, Ontario	35	1%
Cornwall, Ontario	35	1%
Oaksburg, Quebec	26	—
Total for Other Export Points	396	8%
Total Pipeline Export Capacity	5,021	100%

Source: Arthur Anderson & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987, p. 120.

B. The Iroquois Pipeline Proposal

The Iroquois Gas Transmission System is a proposal to deliver Western Canadian gas into the northeastern United States, via a 24-inch pipeline extending from the TCPL trunk line at Morrisburg, Ontario to a terminus on Long Island in New York State. Although this region is already served by three U.S. pipeline systems, it lies at the end of these systems where there is the least amount of flexibility in serving the market. New England in particular has suffered deep supply constraints during previous U.S. gas shortages and is looking for enhanced security of supply.

The northeastern U.S. is divided into some 40 gas franchises, with 24 companies holding 92% of the market. These 24 distributing companies have formed a consortium to coordinate gas

supply and transportation capability. Their first joint project was Boundary Gas, organized in 1979. Phase II of the Boundary project, involving 15 of the 24 companies, was subsequently certificated and gas began flowing in 1988. The Niagara export point is a serious bottleneck, however, and the consortium approached TCPL to find a new means of delivering Canadian gas into the northeastern U.S.

TransCanada PipeLines would be a 50% owner of the system, with U.S. utilities owning the other half. The Canadian suppliers for the initial gas requirement – 393.5 MMcf/day – would be Western Gas Marketing Ltd., ProGas, ATCOR and the Alberta Energy Company. The NEB granted the gas export licences in 1987 and approved the facilities application in 1988. In the United States, however, Iroquois sponsors have had little success with the regulatory process.

To avoid FERC jurisdiction in selling the gas, the Iroquois participants created a Canadian entity so that the distribution companies would not be in the position of reselling the gas in the U.S. Nonetheless, Iroquois still requires a FERC facilities licence to construct the pipeline system. Iroquois applied to FERC in April 1986, under its so-called expedited certification process. FERC subsequently decided that the project was too extensive to qualify for the expedited process, and did not schedule a hearing. The Iroquois project is vigorously opposed by many American pipeline companies and FERC declared an "open season" for competing applications to service this market. The open season filing attracted a large number of proposals and FERC has told the applicants to bring forward a smaller number of joint, rationalized proposals for its consideration. It appears that the process of finally selecting a proposal will go on for a considerable time yet.

C. The Free Trade Agreement

The Canada-U.S. Free Trade Agreement was agreed to in principle on October 3, 1987 and is scheduled to come into force on January 1, 1988, assuming that implementing legislation has been adopted by both countries prior to that date. This Agreement would eliminate many of the barriers to trade in goods and services between Canada and the United States.

Chapter Nine of the Agreement covers bilateral energy trade. The energy provisions of the Free Trade Agreement apply to coal and coal gas; crude oil and petroleum products; natural gas; uranium; electricity; liquefied petroleum gases – propane, butane and ethane; and several primary petrochemicals – ethylene, propylene, butylene and butadiene. Natural gas is not specifically mentioned in any of the stipulations in the FTA, but is covered by the general provisions applying to energy commodities.

At the time that the Committee was completing its analysis of gas deregulation and marketing, the U.S. implementing legislation for the Agreement was not available. Before making any observations regarding the potential impact of the Agreement on the Canadian natural gas sector and on the future operation of the National Energy Board, the Committee needs to study and compare the Canadian and U.S. pieces of legislation.

Appendix A

List of Witnesses

Monday, June 8, 1987: (Issue No. 10)

From Western Gas Marketing Limited:

Mr. C. Kennedy Orr, President and Chief Operating Officer
 Mr. R.J. Reid, Vice-President, Canadian Sales
 Mr. Barry E. Hulse, Senior Manager, Canadian Sales

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Ms. Martha Musgrove, Director General, Natural Gas Branch
 Mr. Matt Schwarz, Director, Gas Exports Division
 Ms. Marie Tobin, Director, Domestic Gas Division

From the Ontario Energy Board:

Mr. Robert W. Macaulay, Chairman
 Mr. John C. Butler, Vice-Chairman

Tuesday, December 1, 1987: (Issue No. 14)

From the Independent Petroleum Association of Canada:

Mr. Richard B. Hillary, General Manager
 Mr. Bob Reid, Executive Director
 Mr. Murray Todd, Chairman
 Mr. John Schissel, Director

Tuesday, December 15, 1987: (Issue No. 15)

From the Industrial Gas Users Association:

Mr. Ted Bjerkelund, Executive Director
 Mr. Robert G. Drummond, IGUA Chairman and Manager, Energy and Materials Purchasing, Polysar Ltd.
 Mr. Harry Cox, Manager, Administrative Services, Cyanamid Canada Inc.
 Mr. Carl Dunk, Buyer, Purchasing Department, Stelco Inc.
 Mr. Jacques LaRoche, Assistant Manager of Purchase, Abitibi-Price Inc.

Monday, March 7, 1988: (Issue No. 16)

From Johnston & Buchan:

Mr. J. Thomas Brett

From Polysar Limited:

Mr. Firman J. Bentley, President, Polysar Basic Petrochemicals
 Mr. Gerald Finn, Manager, Government Relations
 Mr. Robert G. Drummond, Manager, Energy and Materials Purchasing

Monday, March 14, 1988: (Issue No. 17)

From the Ontario Natural Gas Association:

Mr. W.J. Cooper, ONGA Director and Senior Vice-President, Marketing and Gas Supply,
Union Gas Limited
Mr. Ronald S. Loughheed, ONGA Director and Senior Vice President, Gas Supply,
The Consumers' Gas Company Ltd.
Mr. Paul E. Pinnington, Managing Director

From the National Energy Board:

Mr. Roland Priddle, Chairman
Mr. Robin Glass, Executive Director
Mr. John Klenavic, Secretary
Mr. Ken Vollman, Director General, Pipeline Regulation
Dr. Peter Miles, Director General, Energy Regulation
Mr. Stan Ironstone, Director, Gas Branch
Miss Sandra Fraser, General Counsel
Mrs. Ann Sicotte, A/Assistant Secretary, Communications

From TransCanada PipeLines Limited:

Mr. J.M. Cameron, President, Pipeline Division
Mr. C. Kennedy Orr, President and Chief Operating Officer, Western Gas Marketing Ltd.
Mr. A.A. Douloff, Vice-President, Transportation

Appendix B

List of Briefs Received

The Committee also received the following written submissions:

ENERGY, MINES AND RESOURCES, DEPARTMENT OF
Ottawa, Ontario

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF CANADA
Calgary, Alberta

INDUSTRIAL GAS USERS ASSOCIATION
Ottawa, Ontario

INSTITUTE FOR POLICY ANALYSIS, UNIVERSITY OF TORONTO
Toronto, Ontario

IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM
Shelton, Connecticut, U.S.A.

JOHNSTON & BUCHAN
Ottawa, Ontario

NATIONAL ENERGY BOARD
Ottawa, Ontario

NOVA SCOTIA, GOVERNMENT OF
Halifax, Nova Scotia

ONTARIO, GOVERNMENT OF
Toronto, Ontario

ONTARIO NATURAL GAS ASSOCIATION
Toronto, Ontario

POLYSAR LIMITED
Sarnia, Ontario

QUEBEC, GOVERNMENT OF
Quebec, Quebec

WESTERN GAS MARKETING LIMITED
Calgary, Alberta

Appendix C

Committee Travel

The Senate Committee on Energy and Natural Resources made two visits to Washington, D.C. during the course of its study. The first objective of these visits was to assess the state of natural gas deregulation in the United States, particularly in view of the impact of U.S. regulatory decision-making on Canadian imports of natural gas. The second objective was to acquire an up-to-date picture of U.S. gas supply and demand, including American assessments of the need for that country to import Canadian natural gas in the future. Finally, the Committee wanted to hear U.S. opinions on the energy component of the Free Trade Agreement and on the prospects for Congress ratifying the Agreement.

Committee Visit to Washington, D.C., October 12-15, 1987

Congressional Research Service

Richard Rowberg, Chief, Science Policy Research Division
Joseph Riva, Jr., Senior Specialist, Science Policy Research Division
Lawrence Kumins, Specialist, Energy Policy, Science Policy Research Division

Department of State

John Ferriter, Deputy Assistant Secretary of State for Energy and Resources Policy, Bureau of
Economic and business Affairs
William Weingarten, Deputy Director, Office of Energy Producing Countries Affairs
Norman Olsen, International Economist, Office of Energy Producing Countries Affairs

Federal Energy Regulatory Commission

Charles G. Stalon, Commissioner
Catherine C. Cook, General Counsel
Christopher J. Warner, Deputy General Counsel
Richard O'Neill, Director, Office of Pipeline and Producer Regulation
Douglas R. Bohi, Director, Office of Energy Policy
Raymond A. Beirne, Deputy Director, Office of Pipeline and Producer Regulation
A. Karen Hill, Legal Advisor to the Chairman (Gas)
Kevin P. Madden, Policy Advisor to the Chairman

Brady and Berliner

Roger Berliner, Attorney and Managing Partner
John Jimison, Attorney

Canadian Embassy

Jock Osler, Minister (Public Affairs)
William Dymond, Minister-Counsellor (Commercial)
D'Arcy McGee, Counsellor (Energy)
Jonathan Fried, First Secretary (Congressional Relations)
Ronald Wall, First Secretary (Energy)

American Gas Association

Robert B. Kalisch, Director of Natural Gas Supply

Natural Gas Supply Association

Nicholas J. Bush, President

Staff of the Subcommittee on Energy and Power of the House of Representatives Energy and Commerce Committee

Shelley N. Fidler, Assistant to the Chairman for Policy

Thomas R. Runge, Counsel

Larry B. Parker, Professional Staff Member

Department of Energy

William F. Martin, Deputy Secretary

Richard Williamson, Associate Deputy Assistant Secretary for International Affairs

Marshall Staunton, Administrator, Economic Regulatory Administration

Helmut Merklein, Administrator, Energy Information Administration

Lawrence Pettis, Deputy Administrator, Energy Information Administration

Charles Teclaw, Director, Division of Natural Gas

Connie Buckley, Director of Natural Gas, Economic Regulatory Administration

Scott O. Campbell, Director, Office of Policy, Planning and Analysis

Kathleen L. Deutsch, International Economist, Office of International Affairs

Andrea Waldman, International Economist, Office of International Affairs

Dickstein, Shapiro & Morin

Frederick Lowther, Attorney

Exxon Corporation

Judd Miller, Vice-President, Natural Gas

Donald E. Smiley, Vice-President, Washington Office

Jensen Associates

James Jensen, President

Committee Visit to Washington, D.C., May 15-18, 1988

Canadian Embassy

Leonard H. Legault, Deputy Chief of Mission and Minister (Economic)

Jonathan Fried, First Secretary (Congressional Relations)

Ronald Wall, First Secretary (Energy)

Department of Energy

David B. Waller, Assistant Secretary of Energy for International Affairs and Energy Emergencies
 Robert A. Reinstein, Director, Energy and Natural Resource Trade Policy, Office of the
 United States Trade Representative
 Chandler J. Van Orman, Acting Administrator, Economic Regulatory Administration
 Connie Buckley, Director of Natural Gas, Economic Regulatory Administration
 Cliff Tomaszewski, Deputy Director of Natural Gas, Economic Regulatory Administration
 Charles Teclaw, Director, Office of Electricity, Coal, and Nuclear Policy and Acting Director,
 Natural Gas, Office of Policy, Planning and Analysis
 Craig Bamberger, Assistant General Counsel for International Affairs, Office of the General Counsel
 James White, Assistant General Counsel for Natural Gas and Mineral Leasing, Office of the
 General Counsel
 John R. Brodman, Director, Office of International Energy Analysis
 David Pumphrey, Director of Energy Assessments, Office of Energy Assessments
 Mark Rodekohr, Chief of Demand Analysis and Forecasting, Energy Information Administration
 Edward J. Flynn, Chief of Supply Analysis and Integration, Energy Information Administration
 Kathleen Deutsch, International Economist, Office of Energy Assessments
 Andrea Waldman, International Economist, Office of Energy Assessments
 Ken Malloy, Office of Natural Gas and Economic Analysis

American Gas Association

Michael I. German, Vice President for Planning and Analysis

Vinson & Elkins

Sheila S. Hollis, Attorney and Partner

McHenry & Staffier, P.C.

John R. Staffier, Attorney and Partner

Federal Energy Regulatory Commission

Anthony G. Sousa, Commissioner
 William S. Scherman, Senior Legal and Policy Advisor to the Chairman
 A. Karen Hill, Legal Advisor to the Chairman (Gas)
 Catherine C. Cook, General Counsel
 Christopher J. Warner, Deputy General Counsel
 Susan J. Court, Associate General Counsel for Gas and Oil
 Robert Fitzgibbons, Associate General Counsel for Electric and Hydro Litigation
 Barry M. Smoler, Deputy Assistant General Counsel, Pipeline Certificates
 J. Steven Herod, Director, Office of Electric Power Regulation
 Richard P. O'Neill, Director, Office of Pipeline and Producer Regulation
 Raymond A. Beirne, Deputy Director, Office of Pipeline and Producer Regulation
 Richard N. Foley, Office of Pipeline and Producer Regulation
 Laura Bateman, Administrative Assistant to the Chairman
 Kathleen Card, Staff Assistant to the Chairman for Special Projects

Staff of the Senate Committee on Energy and Natural Resources

Elizabeth A. Moler, Senior Counsel
 Lisa Vehmas, Professional Staff Member

Appendix D

Abbreviations and Acronyms Used in the Report

AGA	American Gas Association (United States)
CGA	Canadian Gas Association
CPA	Canadian Petroleum Association
DOE	Department of Energy (United States)
EIA	Energy Information Administration (United States)
EMR	Energy, Mines and Resources, Department of
EPA	Environmental Protection Agency (United States)
ERA	Economic Regulatory Administration (United States)
ERCB	Energy Resources Conservation Board (Alberta)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (United States)
FPC	Federal Power Commission (United States)
FTA	Free Trade Agreement
GSC	Geological Survey of Canada
LDCs	local distribution companies
LNG	liquefied natural gas
LPG	liquefied petroleum gases
NEB	National Energy Board
NEP	National Energy Program
NGA	<i>Natural Gas Act</i> (1938) (United States)
NGL	natural gas liquids
NGPA	<i>Natural Gas Policy Act</i> (1978) (United States)
NGSA	Natural Gas Supply Association (United States)
OEB	Ontario Energy Board
PUB	Public Utilities Board (Alberta)
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policies Act</i> (1978) (United States)
R/P	reserves-to-production ratio
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TOPGAS	take-or-pay gas
WGML	Western Gas Marketing Limited

Appendix E

Terminology

A. Terminology Pertaining to Pipeline Tolls, Tariffs and Operations

Subject to minor modification, definitions adopted by the National Energy Board are used in this category.

Bumping: Refers to the situation where a short-term customer's service is terminated because the pipeline company requires capacity for new, long-term firm service.

Bypass: A pipeline facility which is constructed by an end user of natural gas and connected to a main transmission line, in order to bypass the local distribution system.

Commodity charge: A charge applied to volumes of natural gas actually taken by a customer in order to recover the variable costs of a pipeline.

Common carrier: A carrier who provides transportation for remuneration without discrimination among customers. Service must normally be provided on demand when capacity is available.

Contract carrier: A carrier who provides transportation for remuneration for customers who have contracted for the service over a specific period.

Contract demand service: A firm (non-interruptible) sales service for gas up to a specific maximum daily quantity. The buyer must pay a monthly demand charge regardless of the volume of gas taken and a commodity charge for the volume actually taken.

Core market: A general term referring to residential, commercial and small industrial natural gas customers who do not have alternate fuel flexibility.

Cost of service: The total cost of providing service, including operating and maintenance expenses, depreciation, amortization, taxes, cost of debt and a return on equity. Generally, the cost of service of a pipeline is the same as its "revenue requirement".

Cross subsidization: (a) Charging tolls which favour one class of customers at the expense of another; or,
(b) The provision of financial support to a company's non-regulated activities by its regulated operations, or vice versa.

Demand charge: A monthly charge which recovers the fixed costs of a pipeline. The demand charge is based on the customer's firm daily contracted volume and is payable regardless of actual volumes taken.

Double demand charge: The double payment of a pipeline company's demand charges. This occurs when a customer, who previously purchased gas through a distributor, arranges an alternate supply through a direct purchase. The customer pays the demand charges associated with its transportation service and is required by the distributor to pay the demand charges associated with the volumes which have been displaced. [The National Energy Board's operating demand methodology solved this problem.]

Fixed Costs: Costs that remain, at least in the short run, relatively constant and do not vary with throughput. Examples of fixed costs are interest expense, depreciation charges and property taxes.

Fixed toll: A unit toll which is based on forecasts of costs and throughputs for a test year, and which does not vary with changes in pipeline throughput or expense variances.

Incentive rate of return: A variable rate of return that increases to reward a pipeline company for increased efficiency.

Incremental transportation cost: The variable cost of transporting an additional unit of throughput.

Interim toll order: An interim toll order authorizes a company to charge specified tolls on an interim basis until a final order is made, usually following a hearing. Revised tolls may, at the discretion of the regulatory body, be made applicable from the date the interim tolls became effective.

Interruptible service: An interruptible gas transportation service, provided under contract, which is available when there is unused or excess capacity on the pipeline.

Laterals: Laterals are pipelines that tie into a trunk line and are generally part of either a gathering or a distribution system.

Netback pricing: The price the producer receives, which is equal to the price at the city-gate minus the transportation toll.

Open access: Refers to a customer's unrestricted access to a pipeline company's transportation services.

Operating demand volume: A demand volume approved for toll purposes, which normally is the contracted demand volume minus the demand volumes displaced by direct purchases in a distributor's franchise area.

Peaking service: A gas sales service provided under contract by a pipeline company during the winter season. The service is not subject to curtailment or interruption, and includes a take-or-pay provision.

Peak shaving: The use of LPG/LNG fuels or natural gas from storage to meet system demand during peak-use periods.

Postage stamp rate: For pipelines, a toll that is charged per unit transported regardless of distance, as in postage.

Rate base: The rate base is the amount of investment on which a return is authorized to be earned. It usually consists of plant in service, plus an allowance for working capital. This is sometimes referred to as a "net asset rate base". Other types of rate bases include a "liability rate base", which consists of debt and equity capital, and an "equity rate base", which includes only the equity component.

Return on rate base: The return which a regulated company earns on its approved rate base.

Self-displacement: Generally occurs when a distributor replaces any portion of its presently contracted firm supply with an alternate supply, or makes any other arrangement that accomplishes the same end.

Take-or-pay: A contract provision whereby a purchaser agrees to pay for a specified volume of natural gas during a given period, whether or not the contracted deliveries are taken.

Tariff: The terms and conditions under which the services of a pipeline are offered or provided, including the tolls, the rules and regulations, and the practices relating to specific services.

Toll: The amount charged by a pipeline company for the provision of transportation services.

TOPGAS: Two agreements under which TOPGAS Holdings Ltd. and TOPGAS Two Inc. assumed TCPL's outstanding take-or-pay liabilities.

T-service: A firm (non-interruptible) transportation service for gas up to a specific daily quantity. The shipper must pay a monthly demand charge regardless of the volumes actually taken.

Trunk lines: Trunk lines are the main transportation lines of a pipeline system.

Unbundling: The separation of gas sales and gas transportation services in order that customers have the opportunity to choose between "transportation" of their own gas or the full sales service of the pipeline company and distributor.

Variable costs: Costs that vary with pipeline throughput; for example, compressor fuel costs for gas pipelines.

Variable cost-of-service toll: A toll which varies from month to month to reflect actual expenses and throughput. Rules prescribed by the regulator specify which costs can be recovered, the accounting principles to be followed in determining the costs, the rate of return allowed on the investment in rate base, depreciation rates, and other parameters.

B. Terminology Pertaining to Natural Gas Resources and Reserves

Subject to minor modification, the definitions adopted in this section are taken from the September 1987 report of the House of Commons Standing Committee on Energy, Mines and Resources, entitled *Oil – Scarcity or Security?*

Raw gas: Natural gas in its natural state, existing in a reservoir or as produced from a reservoir and prior to processing. Natural gas at the wellhead usually consists of methane with decreasing amounts of heavier hydrocarbons. Raw gas may also contain such nonhydrocarbon gases as carbon dioxide, hydrogen sulphide, nitrogen, hydrogen and helium.

Marketable gas: Raw gas from which natural gas liquids and nonhydrocarbon gases have been removed or partially removed by processing. Marketable gas is also known as "pipeline quality gas" or "sales gas".

Associated gas: Natural gas in a free state in a reservoir and found in association with crude oil under initial reservoir conditions.

Non-associated gas: Natural gas in a free state in a reservoir, but not found in association with crude oil under initial reservoir conditions.

Solution gas: Natural gas that is dissolved in crude oil under initial reservoir conditions and that comes out of solution at atmospheric pressure and temperature.

Dry gas: Natural gas composed predominantly of methane and ethane.

Wet gas: Natural gas containing propane and butanes, sometimes in amounts as great as 50% or more.

Resource: All natural gas accumulations either known or inferred to exist. That portion of the resource base which has been found is referred to as **discovered resources** or **reserves**. That portion of the resource which is inferred to exist but not yet discovered is known as **undiscovered resources** or **potential reserves**.

Reserves: That portion of the resource that has been discovered, of which part is recoverable in current economic and technical circumstances and part is not.

Established reserves: Those reserves recoverable under present technology and under present and anticipated economic conditions, specifically proved by drilling, testing or production; plus that portion of contiguous recoverable reserves judged with reasonable certainty to exist based upon geological, geophysical and similar information. The term "established" to describe reserves has been adopted in Canada, and replaced the combined categories of **proved** and **probable reserves** previously defined by the Canadian Petroleum Association.

Initial volume in place: The gross volume of raw natural gas calculated or interpreted to exist in a reservoir before any volume has been produced.

Initial established reserves: Established reserves prior to the deduction of any production.

Remaining established reserves: Initial established reserves less cumulative production.

Ultimate potential: An estimate of the initial established reserves that will have been developed in an area by the time all exploratory and development activity has ceased, having regard to the geological prospects of the area and anticipated technology and economic conditions. Ultimate potential includes cumulative production, remaining established reserves, and future additions to reserves through extensions and revisions to existing pools and the discovery of new pools.

Developed reserves: Proved reserves considered recoverable through existing wells.

Undeveloped reserves: Economically recoverable reserves considered to exist in proved reservoirs and which will be recovered from wells drilled in the future.

Connected reserves: Natural gas reserves connected to a pipeline.

Unconnected reserves: Natural gas reserves which are not connected to the market.

Reservoir: A porous, permeable sedimentary rock containing commercial quantities of crude oil and/or natural gas.

Pool: A natural underground reservoir containing an accumulation of crude oil and/or natural gas separated, or appearing to be separated, from any other such accumulation.

Field: A certain geographical area from which crude oil and/or natural gas is produced, or a particular underground producing zone. A field may contain one or more pools linked by some common element, such as their lying along the same trend or their being a product of a common geographical disturbance.

Selected References

- (1) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur*, 31 December 1986, ST 87-18, Calgary, 1987.
- (2) Alberta, Public Utilities Board/Energy Resources Conservation Board, *Gas Supply and Transportation Service Inquiry*, Edmonton/Calgary, 29 December 1987.
- (3) American Gas Association, *Natural Gas Production Capability 1987-1990*, Issue Brief 1987-7, Arlington, Virginia, 13 July 1987.
- (4) American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington, Virginia, October 1987.
- (5) American Gas Association/Canadian Gas Association, Joint Task Force, *Long-Term U.S.-Canadian Natural Gas Trade*, September 1987.
- (6) Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, Massachusetts, 1987.
- (7) Brown, Kevin J., *Towards a Continental Natural Gas Market: Historical Perspectives and Long-Term Outlook. Executive Summary*, Study No. 26, Canadian Energy Research Institute, Calgary, February 1988.
- (8) Canada, Energy, Mines and Resources, *Energy in Canada: A Background Paper*, Supply and Services Canada, November 1987.
- (9) Canada, Energy, Mines and Resources, *Energy Statistics Handbook*, Ottawa, undated.
- (10) Canada, House of Commons, Standing Committee on Energy, Mines and Resources, *Oil – Scarcity or Security?*, Ottawa, September 1987.
- (11) Canada, National Energy Board, *Reasons for Decision in the Matter of: Review of Natural Gas Surplus Determination Procedures*, Ottawa, July 1987.
- (12) Canada, National Energy Board, *Reasons for Decision in the Matter of: TransCanada PipeLines Limited Availability of Services*, Ottawa, May 1986.
- (13) Canada, Pipeline Review Panel, *A Review of the Role and Operations of Interprovincial and International Pipelines in Canada Engaged in the Buying, Selling, and Transmission of Natural Gas*, Ottawa, June 1986.
- (14) Canadian Gas Association, *1965-1985 Historical Statistics of the Canadian Gas Industry*, Don Mills, Ontario, December 1986.
- (15) Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated.
- (16) DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1987*, Dallas, December 1987.
- (17) Horner, R.B., "Canadian Natural Gas Supply and Exports to the United States", address to the 3rd Annual American Bar Association Conference on Canada/U/S/ Trade in Energy, Montreal, May 1988.
- (18) National Petroleum Council, *Factors Affecting U.S. Oil & Gas Outlook*, Washington, D.C., February 1987.
- (19) Ontario, Ontario Energy Board, *Gas Supply*, Interim Report, E.B.R.L.G. 32, Toronto, 19 August 1988.

- (20) Polar Gas Project, *Polar Gas and the North American Gas Market – A Major Development Opportunity for Canada*, Toronto, October 1986.
- (21) Tomain, Joseph P. and Sheila S. Hollis, *Energy Decision Making: The Interaction of Law and Policy*, Lexington Books, D.C. Heath and Company, Toronto, 1983.
- (22) United States, Department of Energy, *Energy Security: A Report to the President of the United States*, DOE/S-0057, Washington, D.C., March 1987.
- (23) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 1987 – With Projections to 2000*, DOE/EIA-0383(87), Washington, D.C., March 1988.
- (24) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Review 1986*, DOE/EIA-0384(86), Washington, D.C., May 1987.
- (25) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Future Supply Capabilities of the United States Petroleum Industry*, Service Report SR/EAFD/87-04, Washington, D.C., March 1987.
- (26) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Gas Supplies of Interstate Natural Gas Pipeline Companies 1986*, DOE/EIA-0167(86), Washington, D.C., December 1987.
- (27) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Natural Gas Annual 1986, Volumes I and II*, DOE/EIA-0131(86)/1&2, Washington, D.C., October 1987 (Vol. I) and January 1988 (Vol. II).
- (28) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook – Quarterly Projections, April 1988*, DOE/EIA-0202(88/2Q), Washington, D.C., May 1988.
- (29) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves – 1986 Annual Report*, DOE/EIA-0216(86), Washington, D.C., October 1987.
- (30) United States, Department of Energy, Office of Policy, Planning & Analysis, *An Assessment of the Natural Gas Resource Base of the United States* (Advance Copy), Prepared by the Argonne National Laboratory under Contract to DOE, Washington, D.C., May 1988.
- (31) United States, Federal Energy Regulatory Commission, *Brokering of Interstate Natural Gas Pipeline Capacity*, Notice of Proposed Rulemaking, Washington, D.C., 4 April 1988.
- (32) United States, Federal Energy Regulatory Commission, *Natural Gas Pipeline Company of America*, Opinion No. 256, Washington, D.C., 8 December 1986.
- (33) United States, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulation of Natural Gas Pipelines after Partial Wellhead Decontrol*, Order No. 436, Washington, D.C., 9 October 1985.
- (34) United States, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulation of Natural Gas Pipelines after Partial Wellhead Decontrol*, Order No. 500, Washington, D.C., 7 August 1987.

Respectfully submitted,

Earl A. Hastings
Chairman

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, SEPTEMBER 7, 1988

(52)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 9:00 a.m. this day in camera, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Balfour, Hastings, Lefebvre and Olson. (4)

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated 1st April 1988, resumed its examination of the production and use of natural gas in Canada, with particular reference to natural gas deregulation, or any matter relating thereto.

It was—

Ordered, that the Committee proceed to meet in camera.

The Honourable Senator Lefebvre moved that, notwithstanding the resolution dated 22nd June 1988, the title of the Twelfth Report be: "Natural Gas Deregulation and Marketing".

The question, being put on the motion, it was--

Resolved in the affirmative.

At 9:15 a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

Timothy Ross Wilson

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 7 SEPTEMBRE 1988

(52)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 heures, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président)

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Balfour, Hastings, Lefebvre et Olson. (4)

Conformément à l'ordre de renvoi du 1^{er} avril 1988, le comité poursuit l'examen de la production et de l'utilisation du gaz naturel au Canada, et en particulier de la déréglementation du gaz naturel, ou de toute question s'y rattachant.

Il est—

Ordonné, que le Comité se réunisse à huis clos.

L'honorable sénateur Lefebvre propose que, nonobstant la résolution en date du 22 juin 1988, le titre du douzième rapport soit: « La déréglementation du marché du gaz naturel ».

La motion, mise aux voix, est adoptée.

À 9 h 15, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTE:

Le greffier du comité

Timothy Ross Wilson

- 32) Ontario, Commission de l'énergie de l'Ontario, *Gas Supply, Interim Report*, E.B.R.L.G. 32, Toronto, le 19 août 1988.
- 33) Polar Gas Project, *Polar Gas and the North American Gas Market - A Major Development Opportunity for Canada*, Toronto, octobre 1986.
- 34) Tomain, Joseph P. and Sheila S. Hollis, *Energy Decision Making: The Interaction of Law and Policy*, Lexington Books, D.C. Heath and Company, Toronto, 1983.

Respectueusement soumis,

Le président

Earl A. Hastings

- 17) États-Unis, Department of Energy, *Energy Security: A Report to the President of the United States*, DOE/S-0057, Washington (D.C.), mars 1987.
- 18) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 1987 - With Projections to 2000*, DOE/EIA-0383(87), Washington (D.C.), mars 1988.
- 19) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Review 1986*, DOE/EIA-0384(86), Washington (D.C.), mai 1987.
- 20) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Future Supply Capabilities of the United States Petroleum Industry, Service Report SR/EAFD/87-04*, Washington (D.C.), mars 1987.
- 21) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Gas Supplies of Interstate Natural Gas Pipeline Companies 1986*, DOE/EIA-0167(86), Washington (D.C.), décembre 1987.
- 22) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Natural Gas Annual 1986*, Volumes I et II, DOE/EIA-0131(86)/1 et 2, Washington (D.C.), octobre 1987 (volume I) et janvier 1988 (volume II).
- 23) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook - Quarterly Projections, avril 1988*, DOE/EIA-0202(88/2Q), Washington (D.C.), mai 1988.
- 24) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves - 1986 Annual Report*, DOE/EIA-0216(86), Washington (D.C.), octobre 1987.
- 25) États-Unis, Department of Energy, Office of Policy, Planning & Analysis, *An Assessment of the Natural Gas Resource Base of the United States* (Advance Copy), préparé par le « Argonne National Laboratory under contract to DOE », Washington (D.C.), mai 1988.
- 26) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Brokering of Interstate Natural Gas Pipeline Capacity, Notice of Proposed Rulemaking*, Washington (D.C.), le 4 avril 1988.
- 27) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Natural Gas Pipeline Company of America*, Ordinance n° 256, Washington (D.C.), le 8 décembre 1986.
- 28) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulation of Natural Gas Pipelines after Partial Wellhead Decontrol*, Ordinance n° 436, Washington (D.C.), le 9 octobre 1985.
- 29) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulation of Natural Gas Pipelines after Partial Wellhead Decontrol*, Ordinance n° 500, Washington (D.C.), le 7 août 1987.
- 30) Horner, R.B., « Canadian Natural Gas Supply and Exports to the United States », Adresse au 3rd Annual American Bar Association Conference on Canada/U.S. Trade in Energy, Montréal, mai 1988.
- 31) National Petroleum Council, *Factors Affecting U.S. Oil & Gas Outlook*, Washington (D.C.), février 1987.

Bibliographie

- 1) Alberta, *Energy Resources Conservation Board, Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur*, le 31 décembre 1986, ST 87-18, Calgary, 1987.
- 2) Alberta, Public Utilities Board/Energy Resources Conservation Board, *Gas Supply and Transportation Service Inquiry*, Edmonton/Calgary, le 29 décembre 1987.
- 3) American Gas Association, *Natural Gas Production Capability 1987-1990, Issue Brief 1987-7*, Arlington (Virginie) le 13 juillet 1987.
- 4) American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington (Virginie), octobre 1987.
- 5) American Gas Association/Canadian Gas Association, Joint Task Force, *Long-Term U.S.-Canadian Natural Gas Trade*, septembre 1987.
- 6) Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, édition de 1987-1988, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987.
- 7) Association canadienne du gaz, *1965-1985 Historical Statistics of the Canadian Gas Industry*, Don Mills (Ontario), décembre 1986.
- 8) Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date.
- 9) Brown, Kevin J., *Towards a Continental Natural Gas Market: Historical Perspectives and Long-Term Outlook*. Executive Summary, Study no 26, Canadian Energy Research Institute, Calgary, février 1988.
- 10) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *L'énergie au Canada: Document d'information*, Approvisionnements et Services Canada, novembre 1987.
- 11) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *Guide statistique sur l'énergie*, Ottawa, sans date.
- 12) Canada, Chambre des communes. Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, *Le pétrole: rareté ou sécurité?*, Ottawa, septembre 1987.
- 13) Canada, Office national de l'énergie, *Reasons for Decision in the Matter of: Review of Natural Gas Surplus Determination Procedures*, Ottawa, juillet 1987.
- 14) Canada, Office national de l'énergie, *Reasons for Decision in the Matter of: TransCanada Pipelines Limited Availability of Services*, Ottawa, mai 1986.
- 15) Canada, Pipeline Review Panel, *A Review of the Role and Operations of Interprovincial and International Pipelines in Canada Engaged in the Buying, Selling, and Transmission of Natural Gas*, Ottawa, juin 1986.
- 16) DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1987*, Dallas, décembre 1987.

Réserves non raccordées à un pipeline: réserves de gaz qui ne sont pas raccordées au marché au moyen de pipelines.

Réserves raccordées à un pipeline: réserves de gaz naturel raccordées à un pipeline.

Réservoir: roche sédimentaire poreuse et perméable contenant des quantités commerciales de pétrole ou de gaz naturel.

Ressource: toute accumulation de gaz connue ou présumée exister. La fraction de la ressource qui a été découverte est appelée ressource découverte ou réserve. La fraction de la ressource qu'on présume exister mais qui n'a pas encore été découverte est appelée ressource non découverte ou ressource potentielle.

Volume initial en place: volume brut de gaz naturel brut calculé ou réputé exister par interprétation dans un réservoir avant toute production.

Gaz associé: gaz naturel à l'état libre dans un réservoir et présent en association avec du brut, dans les conditions initiales régissant dans le réservoir.

Gaz brut: gaz naturel à son état naturel, présent dans un réservoir ou extrait d'un réservoir, mais avant son traitement. Le gaz naturel à la tête de puits se compose habituellement de méthane et de quantités décroissantes d'hydrocarbures lourds. Le gaz brut peut contenir des gaz non hydrocarbures comme du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, de l'azote, de l'hydrogène et de l'hélium.

Gaz dissous: gaz naturel dissous dans le brut dans les conditions régissant dans le réservoir et qui se libère de la solution sous pression atmosphérique et à température ambiante.

Gaz humide: gaz naturel contenant du propane et des butanes, parfois en quantité atteignant 50% ou plus.

Gaz marchand: gaz brut duquel les liquides extraits du gaz naturel et les gaz non hydrocarbures ont été enlevés totalement ou partiellement par traitement. Le gaz marchand est également appelé « gaz de qualité pipeline » ou « gaz du commerce ».

Gaz non associé: gaz naturel à l'état libre dans un réservoir, mais non présent en association avec du brut dans les conditions initiales régissant dans le réservoir.

Gaz sec: gaz naturel composé surtout de méthane et d'éthane.

Gisement: réservoir souterrain naturel contenant une accumulation de pétrole ou de gaz naturel séparée, ou semblant être séparée, de toute autre telle accumulation.

Potentiel total: estimation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région lorsque tous les travaux d'exploration et de mise en valeur auront cessé, eu égard aux possibilités géologiques de la région et aux conditions techniques et économiques prévues. Le potentiel total comprend la production cumulée, les réserves établies résiduelles et les futures réserves qui seront ajoutées par prolongement et estimation à la hausse du potentiel des gisements et par découverte de nouveaux gisements.

Réserves: fraction de la ressource qui a été découverte et dont une partie est récupérable dans les conditions économiques et techniques actuelles, et dont une partie ne l'est pas.

Réserves à exploiter: réserves économiquement récupérables réputées exister dans des réservoirs prouvés et qui seront extraites au moyen de puits qui seront forés dans l'avenir.

Réserves en exploitation: réserves prouvées réputées être récupérables au moyen des puits existants.

Réserves établies: réserves qui sont récupérables dans les conditions techniques actuelles et dans les conditions économiques actuelles et prévues, qui ont été prouvées par forage, par essais ou par production; plus la fraction des réserves récupérables contiguës réputées exister avec une certitude raisonnable, d'après des renseignements géologiques, géophysiques et autres de même nature. L'expression « réserves établies » a été adoptée au Canada pour remplacer les réserves prouvées et probables antérieurement définies par l'Association pétrolière du Canada (APC).

Réserves établies initiales: réserves établies avant toute déduction de production.

Réserves établies résiduelles: réserves établies initiales moins la production cumulée.

Service de pointe: service contractuel de vente de gaz fourni par une pipeline durant la saison hivernale. Le service ne fait pas l'objet de réduction ou d'interruption et comprend une clause de paiement obligatoire.

Service interruptible: service interruptible de transport du gaz offert par voie de contrat lorsque la pipeline possède une capacité inutilisée ou un excédent de capacité.

Service-T: service ferme (non interruptible) de transport du gaz à concurrence d'une quantité journalière précise. L'expéditeur doit verser des frais mensuels liés à la demande indépendamment des volumes dont il prend effectivement livraison.

Supplation: renvoi à des situations dans lesquelles il est mis fin au service à court terme d'un client parce que la société pipeline doit avoir la capacité voulue pour assurer un nouveau service ferme à long terme.

Tarif: modalités selon lesquelles les services d'une pipeline sont offerts ou fournis, comprenant les droits, les règles et règlements et les méthodes liées aux services particuliers.

Taux dit "timbre-poste": pour les pipelines, droit imposé par unité transportée peu importe la distance, comme dans le cas du courrier.

Taux incitatif de rendement: taux de rendement variable qui augmente pour récompenser une pipeline de son rendement accru.

Top Gas: renvoie à deux ententes en vertu desquelles la *TOPGAS Holdings Ltd.* et *TOPGAS Two Inc.* ont assumé les obligations impayées de la TransCanada.

Transporteur commun: société qui offre des services de transport contre rémunération, sans distinction de clients. Le service doit normalement être fourni sur demande lorsque la capacité le permet.

Transporteur contractuel: société qui offre, contre rémunération, un service de transport aux clients qui ont passé des contrats de service pour une période donnée.

Volume de la demande opérationnelle: volume de la demande approuvé à des fins d'établissement des droits, correspondant normalement au volume contractuel de la demande diminué des volumes de la demande remplacés par des achats directs dans une zone concédée au distributeur.

B. Terminologie concernant les ressources et les réserves gazières

Sous réserve de modifications mineures, les définitions adoptées dans ce chapitre sont tirées du rapport de septembre 1987 du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources de la Chambre des communes, intitulé «Le pétrole: rareté ou sécurité?».

Champ: une certaine région géographique de laquelle du pétrole brut ou du gaz naturel est extrait ou présentant un quelconque élément commun, comme le fait d'être de tendance semblable ou d'avoir été formés par un même phénomène géologique.

transport et doit indemniser le distributeur des frais liés à la demande pour les volumes qui ont été remplacés. (La méthode de calcul utilisée par l'Office national de l'énergie relativement au volume de la demande opérationnelle a réglé ce problème.)

Frais liés à la demande: frais mensuels permettant de recouvrer les coûts fixes d'un pipeline. Ces frais sont fonction du volume quotidien devant être livré à contrat au client et sont payables quels que soient les volumes dont il prend effectivement livraison.

Frais liés au produit: frais appliqués aux volumes de gaz dont un client prend effectivement livraison et permettant de recouvrer les coûts variables d'un pipeline.

Interfinancement: a) le fait d'exiger des droits favorisant une catégorie de clients aux dépens d'une autre; ou
b) la prestation d'un appui financier, pour les activités non réglementées, par le secteur réglementé d'une société, ou l'inverse.

Libre accès: désigne l'accès sans restriction d'un client aux services de transport d'une pipeline.

Marché captif: terme général désignant les clients des secteurs résidentiel et commercial et les petits clients industriels qui ne peuvent adopter facilement un combustible de remplacement.

Ordonnance concernant les droits provisoires: une ordonnance provisoire autorise une société à exiger des droits provisoires précis jusqu'à ce qu'une ordonnance définitive soit prise, habituellement à la suite d'une audience. Les droits révisés peuvent, au gré de l'Office, être applicables à compter de la date d'entrée en vigueur des droits provisoires.

Paiement obligatoire: clause d'un contrat selon laquelle un acheteur accepte de payer un volume précis pendant une période donnée, qu'il prenne ou non livraison.

Prix en fonction des rentrées nettes: prix que le producteur reçoit et qui est égal au prix au point de livraison moins les droits de transport.

Raccordements: canalisations qui se rattachent à une canalisation principale et font généralement partie soit d'un réseau collectif soit d'un réseau de distribution.

Régulation des demandes de pointe: utilisation de GPL/GNL ou de gaz naturel entreposé pour répondre à la demande du réseau durant les périodes de pointe.

Rendement de la base des taux: rendement obtenu par une société réglementée sur la base des taux approuvés.

Séparation: séparation des ventes de gaz et des services de transport du gaz afin que les clients puissent choisir entre le « transport » de leur propre gaz ou tous les services de vente de la pipeline et du distributeur.

Service de la demande contractuelle: service ferme (non interruptible) de vente de gaz à concurrence d'une quantité journalière maximale précise. L'acheteur doit verser des frais mensuels liés à la demande, quels que soient les volumes dont il prend effectivement livraison, ainsi que des frais liés au produit pour les volumes effectivement pris.

Annexe F

Terminologie, unités et facteurs de conversion

A. Terminologie concernant les opérations, droits et tarifs pipeliniers

Sous réserve de modifications mineures, les définitions adoptées par l'Office national de l'énergie sont utilisées dans cette catégorie.

Autosubstitution: se produit généralement lorsqu'un distributeur remplace une partie quelconque de l'approvisionnement contractuel par un autre approvisionnement ou prend toute autre mesure ayant des résultats analogues.

Base des taux: partie de l'investissement ouvrant droit à un rendement. Généralement, la base des taux comprend la valeur des installations en service plus une provision pour le fonds de roulement. On l'appelle parfois la "base des taux de l'actif net". Les autres bases des taux comprennent la base des taux du passif, composée de la dette et des capitaux propres, et la base des taux de l'avoir, composée uniquement des capitaux propres.

Canalisations principales: principales canalisations d'un réseau pipelinier.

Coût du service: totalité des coûts engagés pour fournir le service, notamment les frais d'exploitation et d'entretien, la dépréciation, l'amortissement, les impôts, le coût de la dette et le rendement des capitaux propres. En général, le coût du service d'un pipeline correspond à ses « besoins en revenus ».

Coûts fixes: coûts dont le montant reste relativement stable, au moins à court terme, et est indépendant du débit. Exemples: intérêts débiteurs, frais d'amortissement et impôt foncier.

Coût marginal du transport: coût variable du transport d'une unité volumétrique supplémentaire.

Coûts variables: coûts qui varient en fonction du débit; par exemple, les coûts des combustibles des compresseurs des gazoducs.

Dérivation: construction d'une conduite entre une canalisation principale de gaz naturel et un client pour contourner la société de distribution locale.

Droits: montant exigé par une pipelinrière pour la prestation des services de transport.

Droits fixes: droits unitaires établis d'après les prévisions des coûts et des débits pour une année d'essai; les frais et les débits réels n'entraînent pas de variation des droits fixes.

Droits variables du coût de service: droits qui varient mensuellement en fonction des frais et du débit réels. Les règles prescrites par l'organisme de réglementation précisent les coûts qui peuvent être recouverts, les principes de comptabilité à suivre pour déterminer les coûts, le taux de rendement approuvé des investissements sur la base des taux, les taux de dépréciation et d'autres paramètres.

Frais en double liés à la demande: doublement des frais liés à la demande dans le cas d'un client qui après avoir déjà acheté du gaz par l'entremise d'un distributeur s'assure d'une autre source d'approvisionnement par des achats directs. Le client paie les frais liés à la demande pour le service de

Annexe D

Abréviations et sigles utilisés dans le rapport

ACG	Association canadienne du gaz
AGA	<i>American Gas Association</i> (États-Unis)
ALE	Accord de libre-échange
APC	Association pétrolière du Canada
CCERE	Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CGC	Commission géologique du Canada
DOE	<i>Department of Energy</i> (États-Unis)
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (États-Unis)
EMR	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (États-Unis)
ERA	<i>Economic Regulatory Administration</i> (États-Unis)
ERCB	<i>Energy Resources Conservation Board</i> (Alberta)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (États-Unis)
FPC	<i>Federal Power Commission</i> (États-Unis)
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
LGN	Liquides extraits du gaz naturel
NGA	<i>Natural Gas Act (1938)</i> (États-Unis)
NGPA	<i>Natural Gas Policy Act (1978)</i> (États-Unis)
NGSA	<i>Natural Gas Supply Association</i> (États-Unis)
ONE	Office national de l'énergie
PEN	Programme énergétique national
PUB	<i>Public Utilities Board</i> (Alberta)
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policies Act (1978)</i> (États-Unis)
R/P	Rapport réserves-production
SDL	Sociétés de distribution locale
TCPL	<i>TransCanada Pipelines Limited</i>
TOPGAS	Pailements obligatoires
WGML	<i>Western Gas Marketing Limited</i>

A. Karen Hill, conseillère à la présidente en matière de gaz naturel
 Catherine C. Cook, conseillère juridique en chef
 Christopher J. Warner, conseiller juridique en chef adjoint
 Susan J. Court, conseillère juridique en chef, Gaz naturel et pétrole
 Robert Fitzgibbons, *Associate General Counsel for Electric and Hydro Litigation*
 Barry M. Smoler, *Deputy Assistant General Counsel, Pipeline Certificates*
 J. Steven Herod, directeur, *Office of Electric Power Regulation*
 Richard P. O'Neill, directeur, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
 Raymond A. Beirne, directeur adjoint, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
 Richard N. Foley, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
 Laura Bateman, adjointe administrative à la présidente
 Kathleen Card, *Staff Assistant to the Chairman for Special Projects*

Staff of the Senate Committee on Energy and Natural Resources

Elizabeth A. Moler, avocate en chef
 Lisa Vehmas, attachée de recherche

Visite du comité à Washington (D.C.) 15-18 mai 1988

Ambassade du Canada:

Leonard H. Legault, sous-chef de mission et ministre (Économie)
Jonathan Fried, premier secrétaire (Relations avec le Congrès)
Ronald Wall, premier secrétaire (Énergie)

Department of Energy

David B. Waller, Assistant Secretary of Energy for International Affairs and Energy Emergencies
Robert A. Reinstein, directeur, Energy and Natural Resource Trade Policy, Office of the United States Trade Representative
Chandler J. Van Orman, administrateur intérimaire, Economic Regulatory Administration

Connie Buckley, directrice, Gaz naturel, Economic Regulatory Administration
Cliff Tomaszewski, directeur adjoint, Gaz naturel, Economic Regulatory Administration
Charles Teclaw, directeur, Office of Electricity, Coal, and Nuclear Policy and Acting Director, Natural Gas, Office of Policy, Planning and Analysis
Craig Bamberger, conseiller juridique adjoint, Affaires internationales, Office of the General Counsel

James White, Assistant General Counsel for Natural Gas and Mineral Leasing, Office of the General Counsel

John R. Brodman, directeur, Office of International Energy Analysis
David Pumphrey, directeur, Energy Assessments, Office of Energy Information
Mark Rodekohl, chef, Demand Analysis and Forecasting, Energy Information Administration
Edward J. Flynn, chef, Supply Analysis and Integration, Energy Information Administration

Kathleen Deutsch, économiste internationale, Office of Energy Assessments
Andrea Waldman, économiste internationale, Office of Energy Assessments
Ken Malloy, Office of Natural Gas and Economic Analysis

American Gas Association

Michael I German, vice-président, Planification et analyse

Vinson & Elkins

Sheila S. Hollis, avocate et associée

McHenry & Staffier, P.C.

John R. Staffier, avocat et associé

Federal Energy Regulatory Commission

Anthony G. Sousa, commissaire

William S. Scherman, conseiller à la présidente en matière de droit et de politiques

Ambassade du Canada:

Jock Osler, ministre des Affaires publiques
 William Dymond, ministre - conseiller (Affaires commerciales)
 D'Arcy McGee, conseiller (Énergie)
 Jonathan Fried, premier secrétaire (Relations avec le Congrès)
 Ronald Wall, premier secrétaire (Énergie)

American Gas Association

Robert B. Kalisch, directeur, *Natural Gas Supply*

Natural Gas Supply Association

Nicholas J. Bush, président

Personnel du Subcommittee on Energy and Power of the House of Representatives Energy and Commerce Committee

Shelley N. Fidler, adjointe au président en matière de politiques
 Thomas R. Runge, conseiller juridique
 Larry B. Parker, attaché de recherche

Department of Energy

William F. Martin, secrétaire adjoint
 Richard Williamson, *Associate Deputy Assistant Secretary for International Affairs*
 Marshall Staunton, administrateur, *Economic Regulatory Administration*
 Helmut Merklein, administrateur, *Energy Information Administration*
 Lawrence Pettis, administrateur adjoint, *Energy Information Administration*
 Charles Teclaw, directeur, *Division of Natural Gas*
 Connie Buckley, directeur, Gaz naturel, *Economic Regulatory Administration*
 Scott O. Campbell, directeur, *Office of Policy, Planning and Analysis*
 Kathleen L. Deutsch, économiste international, *Office of International Affairs*
 Andrea Waldman, économiste international, *Office of International Affairs*

Dickstein, Shapiro & Morin

Frederick Lowther, avocat

Exxon Corporation

Judd Miller, vice-président, Gaz naturel
 Donald E. Smiley, vice-président, Bureau de Washington

Jensen Associates

James Jensen, président

Annexe C

Déplacements du comité

Le Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles s'est rendu à deux reprises à Washington (D.C.) dans le cadre de son étude. Il l'a fait principalement pour évaluer l'état de la déréglementation du gaz naturel aux États-Unis, à la lumière notamment de l'impact du processus décisionnel réglementaire américain sur les importations canadiennes de gaz naturel. Il l'a fait également pour avoir une idée exacte de l'offre et de la demande de gaz aux États-Unis, y compris la façon dont les Américains évaluent la nécessité d'importer à l'avenir du gaz naturel canadien. Enfin, le comité voulait connaître l'avis des Américains sur la composante énergétique de l'Accord de libre-échange et sur les possibilités pour le Congrès de le ratifier.

Visite du comité à Washington (D.C.), 12-15 octobre 1987

Congressional Research Service

Richard Rowberg, chef, *Science Policy Research Division*
Joseph Riva, Jr., spécialiste sénior, *Science Policy Research Division*
Lawrence Kumins, spécialiste, *Energy Policy, Science Policy Research Division*

Department of State

John Ferriter, *Deputy Assistant Secretary of State for Energy and Resources Policy*,
Bureau of Economic and Business Affairs
William Weingarten, directeur adjoint, *Office of Energy Producing Countries Affairs*
Norman Olsen, économiste international, *Office of Energy Producing Countries Affairs*

Federal Energy Regulatory Commission

Charles G. Stalon, commissaire
Catherine C. Cook, première conseillère juridique
Christopher J. Warner, conseiller juridique adjoint
Richard O'Neill, directeur, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
Douglas R. Bohl, directeur, *Office of Energy Policy*
Raymond A. Beirne, directeur adjoint, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
A. Karen Hill, conseillère juridique à la présidence en matière de gaz naturel
Kevin P. Madden, conseiller à la présidence en matière de politiques

Brady and Berliner

Roger Berliner, avocat et associé gestionnaire
John Jimison, avocat

Annexe B

Liste des mémoires reçus

Le comité a également reçu des exposés écrits des organismes suivants:

ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ
Ottawa (Ontario)

GOUVERNEMENT DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE
Halifax (Nouvelle-Écosse)

GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO
Toronto (Ontario)

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC
Québec (Québec)

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF CANADA
Calgary (Alberta)

INSTITUTE FOR POLICY ANALYSIS, UNIVERSITY OF TORONTO
Toronto (Ontario)

IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM
Shelton (Connecticut), États-Unis

JOHNSTON & BUCHAN
Ottawa (Ontario)

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
Ottawa (Ontario)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Ottawa (Ontario)

ONTARIO NATURAL GAS ASSOCIATION
Toronto (Ontario)

POLYSAR LIMITEE
Sarnia (Ontario)

WESTERN GAS MARKETING LIMITED
Calgary (Alberta)

Le lundi 7 mars 1988: (Fascicule no 16)

De Johnston & Buchan:

Me J. Thomas Brett.

De Polysar Limitée:

M. Firman J. Bentley, président, *Polysar Basic Petrochemicals*;
M. Gerald Finn, directeur, Affaires gouvernementales;
M. Robert G. Drummond, directeur des achats, Énergie et matériel.

Le lundi 14 mars 1988: (Fascicule no 17)

De l'«Ontario Natural Gas Association»:

M. W.J. Cooper, directeur (ONGA) et vice-président principal, Commercialisation et approvisionnement en gaz naturel, *Union Gas Limited*;
M. Ronald S. Loughheed, directeur (ONGA) et premier vice-président, Approvisionnement en gaz naturel, *The Consumers' Gas Company Ltd.*;
M. Paul E. Pinnington, directeur exécutif.

De l'Office national de l'énergie:

M. Roland Priddle, président;
M. Robin Glass, directeur exécutif;
M. John Klenavic, secrétaire;
M. Ken Vollman, directeur général, Réglementation des pipelines;
M. Peter Miles, directeur général, Réglementation de l'énergie;
M. Stan Ironstone, directeur, Direction du gaz;
Me Sandra Fraser, avocat-conseil général;
Mme Ann Sicotte, secrétaire adjointe intermédiaire, Communications.

De «TransCanada Pipelines Limited»:

M. J.M. Cameron, président, Division des pipelines;
M. C. Kennedy Orr, président et chef de l'exploitation, *Western Gas Marketing Ltd.*;
M. A.A. Douloff, vice-président, Transports.

Annexe A

Liste des témoins

Le lundi 8 juin 1987: (Fascicule n° 10)

De «Western Gas Marketing Limited»:

M. C. Kennedy Orr, président et chef de l'exploitation;
M. R.J. Reid, vice-président, Ventes canadiennes;
M. Barry E. Hulise, premier gérant, Ventes canadiennes.

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Mme Martha Musgrove, directrice générale, Direction du gaz naturel;
M. Matt Schwarz, directeur, Division de l'exportation de gaz;
Mme Marie Tobin, directrice, Division du gaz naturel-intérieur.

De la Commission de l'énergie de l'Ontario:

M. Robert W. Macaulay, président;
M. John C. Butler, vice-président.

Le mardi 1^{er} décembre 1987: (Fascicule n° 14)

De l'«Independent Petroleum Association of Canada»:

M. Richard B. Hillary, directeur général;
M. Bob Reid, directeur exécutif;
M. Murray Todd, président;
M. John Schissel, directeur.

Le mardi 15 décembre 1987: (Fascicule n° 15)

De l'Association des consommateurs industriels de gaz:

M. Ted Bjerkelund, directeur exécutif;
M. Robert G. Drummond, président (ACIG) et directeur des achats, Énergie et matériel, Polysar Ltée;
M. Harry Cox, directeur des services administratifs, Cyanamid Canada Inc.;
M. Carl Dunk, acheteur, services des achats, Stelco Inc.;
M. Jacques LaRoche, directeur adjoint des achats, Abitibi-Prince Inc.

charbon et au gaz de charbon; au pétrole brut et aux produits du pétrole; au gaz naturel; à l'uranium; à l'électricité; aux gaz de pétrole liquéfiés (GPL; - propane, butane et éthane; et à plusieurs produits pétrochimiques primaires - éthylène, propylène, butylène et butadiène. Le gaz naturel n'est mentionné spécifiquement dans aucune des dispositions de l'ALF, mais il est couvert par les dispositions générales s'appliquant aux produits énergétiques.

Au moment où le comité complétait son analyse de la déréglementation et de la commercialisation du gaz, la législation américaine relative à l'application de l'Accord n'était pas disponible. Avant de faire des observations quant aux répercussions possibles de l'Accord sur le secteur canadien du gaz naturel et sur le fonctionnement futur de l'Office national de l'énergie, le comité doit étudier et comparer les législations canadienne et américaine.

relie la ligne principale de TransCanada Pipelines Ltd, à Morrisburg (Ontario), à un terminal dans Long Island (New York). Même si cette région est déjà desservie par trois réseaux américains, elle se situe en bout de ligne de ces réseaux où le service aux abonnés est limité. La Nouvelle-Angleterre a notamment été aux prises avec de graves problèmes d'approvisionnement lors de pénuries de gaz antérieures aux États-Unis et cherche à améliorer la sûreté des ses approvisionnements.

Le nord-est américain est divisé en quelque 40 franchises gazières, et 24 sociétés détiennent 92% du marché. Ces 24 sociétés de distribution ont formé un consortium pour coordonner l'approvisionnement et le transport. Leur premier projet conjoint, Boundary Gas, a été lancé en 1979. La phase II du projet Boundary qui faisait intervenir 15 des 24 sociétés a été par la suite certifiée et la distribution de gaz a commencé en 1988. Le centre d'exportation de Niagara constitue toutefois un sérieux goulot d'étranglement, et le consortium a approché TransCanada Pipelines pour trouver un nouveau moyen d'acheminer le gaz canadien vers le nord-est américain.

TransCanada Pipelines détendrait 50% du réseau, l'autre moitié appartenant à des services publics américains. Les fournisseurs canadiens de la première tranche, 393,5 milliards de pi³/jour, seraient Western Gas Marketing Ltd., ProGas, ATCOR et l'Alberta Energy Company. L'ONE a délivré les permis d'exportation de gaz en 1987 et a approuvé l'utilisation des installations en 1988. Aux États-Unis, les commanditaires du réseau Iroquois ont toutefois eu peu de succès au chapitre de la réglementation.

Pour contourner la juridiction de la FERC pour la vente du gaz, les participants au projet Iroquois ont créé une entité canadienne de façon que les sociétés de distribution n'aient pas à revendre le gaz aux États-Unis. Néanmoins, le réseau Iroquois ne saurait voir le jour sans que la FERC délivre un permis pour la construction des installations. Une telle demande de permis a été déposée en avril 1986 à la FERC dans le cadre de son soi-disant processus de certification accélérée. La FERC a par la suite décidé que le projet était trop vaste pour justifier une certification accélérée et n'a pas prévu d'audience. Un grand nombre de sociétés américaines de transport par pipelines s'opposent énergiquement au projet Iroquois, et la FERC a lancé un appel d'offres « à tous » pour desservir ce marché. L'appel à tous a attiré un grand nombre de soumissionnaires, et la FERC leur a demandé de présenter un plus petit nombre d'offres conjointes rationalisées. Il semble que la sélection finale d'une offre prendra encore un temps considérable.

C. L'Accord de libre-échange

Les États-Unis et le Canada se sont entendus sur le principe d'un Accord de libre-échange le 3 octobre 1987, et on prévoit son entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1988 à la condition que les législatures des deux pays en aient adopté les modalités d'application avant cette date. Cet Accord éliminera de nombreuses barrières commerciales touchant les biens et services entre les deux pays.

Le chapitre 9 de l'Accord porte sur le commerce bilatéral de l'énergie. Les dispositions de l'Accord de libre-échange (ALÉ) en matière d'énergie s'appliquent au

Les exportations de gaz naturel aux États-Unis sont un élément clé de l'ensemble du commerce de marchandises du Canada, et la deuxième composante en importance de notre commerce énergétique avec les États-Unis. Mesurée en dollars courants, la valeur de ces exportations de gaz a atteint 4,76 milliards de dollars en 1982, sur des exportations énergétiques totales aux États-Unis évaluées à 11,69 milliards de dollars. En dépit de la baisse récente des prix du gaz, les recettes provenant des exportations de gaz aux États-Unis ont représenté 2,57 milliards de dollars en 1987.

L'opinion générale aux États-Unis veut que le Canada vendra davantage de gaz naturel dans le futur. Le marché américain a acheté près d'un billion de pi3 de gaz canadien en 1987, et divers observateurs américains prévoient que les importations canadiennes varieront entre 1,2 et 2,5 billions de pi3 à la fin des années 1990. Le réseau de transport devra être agrandi pour satisfaire les besoins du commerce du gaz, comme le prévoient la plupart des observateurs de l'industrie. Certains se demandent également si la capacité de production canadienne sera à la mesure des exportations de gaz dans la partie supérieure de cette fourchette.

Tableau 4: Capacité d'exportation de gaz naturel canadien acheminé par pipeline

Point d'exportation		Capacité (en millions de pi3 par jour)	% de la capacité totale
A. Principaux points d'exportation			
Huntingdon (Colombie-Britannique)	812	16%	
Kingsgate (Colombie-Britannique)	1 589	32%	
Monchy (Saskatchewan)	1 059	21%	
Emerson (Manitoba)	1 165	23%	
Total des principaux points d'exportation		4 625	92%
B. Autres points d'exportation			
Cardston (Alberta)	141	3%	
Niagara (Ontario)	124	2%	
Fort Francis (Ontario)	35	1%	
Windsor (Ontario)	35	1%	
Cornwall (Ontario)	35	1%	
Oakburg (Québec)	26	-	
Total des autres points d'exportation		396	8%
Capacité d'exportation au moyen du pipeline		5 021	100%

Source: Arthur Anderson & Co./Cambridge Energy Research Associates *Natural Gas Trends*, édition de 1987-1988, Chicago/cambridge, (Massachusetts), 1987, p. 120

B. Le projet du pipeline Iroquois

Le Réseau de transport de gaz Iroquois est un projet d'acheminement de gaz de l'Ouest canadien dans le nord-est des États-Unis, par le gazoduc de 24 po qui

Les recettes ne se sont toutefois accrues que de 23%, le prix du gaz naturel aux États-Unis poursuit sa glissade, et les observateurs de l'industrie s'attendent que le prix faiblira encore cet été.

Ces dernières années, les consommateurs de gaz américains en sont venus à dépendre des producteurs canadiens pour environ 5% de leurs approvisionnements en gaz, quoique dans certaines régions des États-Unis, les importations de gaz occupent une place encore plus importante. Le gaz canadien est envoyé aux États-Unis à partir de quatre principaux points d'exportation qui, ensemble, représentent 92% de la capacité d'exportation totale, et à partir de 6 points moins importants, qui représentent les 8% restants. Le tableau 4 montre ces points d'exportation ainsi que la capacité d'exportation exprimée en millions de pieds cubes par jour.

La capacité totale d'exportation par pipeline est de 5 021 millions de pi³ par jour, ce qui correspond, en principe, à une capacité de transport annuelle de 1,83 billion de pi³. En fait, à cause des engorgements, des fluctuations saisonnières et d'autres facteurs, on commence à ressentir les limites de la capacité de transport lorsque le volume d'exportation de gaz canadien se situe autour de 1,2 ou 1,3 billion de pi³ par année.

Tableau 3: Exportations de gaz naturel acheminées par pipeline aux États-Unis, de 1970 à 1987

Année	Volume (en billions de pi ³)	Prix moyen (en \$ Cdn/millions de B.T.U.)	Recettes totales (en millions de \$ Cdn)
1970	0.768	0.268	206
1971	0.903	0.278	251
1972	1.007	0.305	307
1973	1.031	0.340	351
1974	0.961	0.514	494
1975	0.949	1.151	1 092
1976	0.954	1.694	1 616
1977	0.995	2.040	2 028
1978	0.883	2.480	2 190
1979	1.001	2.904	2 889
1980	0.796	4.912	3 984
1981	0.762	5.705	4 370
1982	0.784	6.104	4 755
1983	0.712	5.598	3 958
1984	0.755	5.230	3 886
1985	0.923	4.353	4 018
1986	0.741	3.383	2 507
1987	0.990	2.600	2 574

Source: Mathias Schwarz, directeur, département de l'exportation de gaz, division du gaz naturel, Énergie, mines et ressources, Ottawa, le 3 juin 1988.

Le commerce du gaz naturel entre le Canada et les Etats-Unis

A. Le développement du commerce du gaz entre le Canada et les Etats-Unis

La vente de gaz canadien sur le marché américain a connu un essor spectaculaire depuis les années 60. Certaines années, les ventes à l'exportation de gaz marchand ont représenté 40% de la production nationale; on conçoit alors aisément l'importance que revêtent les ventes aux Etats-Unis pour l'expansion de l'industrie canadienne du gaz naturel. Ces dernières années, les importations de gaz canadien ont généralement satisfait environ 5% de la demande intérieure américaine.

C'est en 1972 que les exportations de gaz ont, pour la première fois, dépassé le billion de pi3, avant de culminer à 1,03 billion de pi3 en 1973. Les ventes ont continué d'osciller entre 0,9 et 1 billion de pi3 jusqu'à la fin des années 70, franchissant à nouveau la barre du billion de pi3 en 1979. Au début des années 80, les exportations de gaz ont accusé une baisse lorsque le prix réglementé du gaz naturel canadien a commencé à être déphasé par rapport aux prix du marché américain et que la demande américaine a chuté brusquement. De 1980 à 1984, les volumes d'exportation annuels ont représenté entre 0,71 et 0,80 billion de pi3. Quoiqu'il en soit, ces exportations ont rapporté, en moyenne, plus de 4 milliards de dollars par année durant cette période.

Les exportations ont remonté à 0,92 billion de pi3 en 1985, avant de redescendre en 1986 lorsque le prix du pétrole a dégringolé, incitant de nombreux utilisateurs américains des services publics et de l'industrie à délaisser le gaz au profit du pétrole. Durant l'hiver 1987-1988, les exportations de gaz ont grimpé à nouveau, les prix canadiens étant devenus plus concurrentiels. D'après les statistiques fournies par EMR, l'offre intérieure de gaz naturel au Canada (y compris la consommation des producteurs) en 1987 a été de 3,14 billions de pi3; la production de gaz marchand (excluant la consommation des producteurs) a été de 2,77 billions de pi3; et les exportations ont été de 0,99 billion de pi3. Ces chiffres indiquent que le Canada a exporté près de 36% de sa production de gaz marchand en moyenne en 1987. Le tableau 3 montre les exportations de gaz canadien acheminées par pipeline aux Etats-Unis depuis 1970.

En janvier 1988, les livraisons mensuelles de gaz aux Etats-Unis ont atteint le sommet inégalé de 132,9 milliards de pieds cubes. A ce rythme, sur une base annuelle, les livraisons seraient de 1,6 billion de pieds cubes et voisines donc de la capacité d'exportation nominale d'environ 1,8 billion de pieds cubes du réseau de pipelines. Le prix moyen de l'unité de gaz expédié a été de 2,415 dollars canadiens, et la valeur du volume total des exportations en janvier fut de 263 millions de dollars canadiens. C'est l'Alberta and *Southern* qui a le plus exporté au cours du premier trimestre de 1988: elle avait expédié 104,3 milliards de pieds cubes de gaz à la fin de mars. Le Pan-Alberta vient bon deuxième (91,5 milliards de pieds cubes).

Les exportations canadiennes totales de gaz de la période janvier-mars 1988 sont en hausse de 33% comparativement à celles de la même période l'an dernier.

consiste à traiter des volumes de gaz transportés comme si le pipelineur achetait le gaz du producteur selon les termes de contrats à paiements obligatoires antérieurs au 23 juin 1987, à quelques exceptions près. Le pipelineur peut utiliser le crédit comme si les volumes de gaz étaient achetés pendant l'année contractuelle où le gaz est transporté ou le reporter sur toute autre année civile antérieure, commençant le ou après le 1er janvier 1986, pendant laquelle le pipelineur a transporté du gaz en vertu de ce règlement. L'obligation faite aux producteurs d'offrir de tels crédits permet aux pipelineurs qui effectuent du transport en vertu de la partie 284 du règlement de la Commission de limiter leur responsabilité de paiements obligatoires, et souvent de la réduire lorsqu'elle s'est accrue antérieurement, en vertu de contrats d'achat de gaz non rentables. Lorsque les ventes du pipelineur sont déplacées à cause du transport, la responsabilité de paiements obligatoires, engagée à cause de la perte de la vente, est en général compensée par le crédit. (FERC, 1987, p. 15)

Si les producteurs de gaz américains avaient en général bien accueilli l'ordonnance 436, ils ont été excédés par le mécanisme de crédit proposé dans l'ordonnance 500 qui, selon eux, avantage nettement les sociétés de transport par pipeline. Le comité a appris, au cours de sa visite de mai 1988 à Washington, que la FERC tentait toujours d'en arriver à un règlement permanent pour remplacer l'ordonnance 500 qui est provisoire. La FERC envisagerait d'étendre la compensation des paiements obligatoires aux seuls pipelines qui sont libres d'accès. (En vertu du règlement de la FERC, le transport de gaz par un tiers est facultatif, et certains pipelineurs américains ont refusé de donner libre accès à leurs réseaux.) Certains observateurs de l'industrie pensent que la version finale de l'ordonnance 500 sera également contestée devant les tribunaux.

de se dégager de tout paiement minimal futur ou de toute obligation d'achat prévue dans certains contrats. N'auraient pu se prévaloir de cette présomption que les pipelineurs disposés à offrir un accès non discriminatoire à son réseau de transport; les acheteurs - ayant signé des contrats fermes auraient ainsi l'occasion de réduire leurs demandes contractuelles.

Une procédure facultative d'accélération de la délivrance des permis a été proposée à l'intention de ceux qui désirent offrir de nouveaux services, construire des installations et diversifier l'exploitation de pipelines. Ils doivent être disposés à assumer le risque de ces nouvelles entreprises en consentant à des conditions particulières. Ainsi, des permis rivaux peuvent être délivrés. L'autorisation d'interrompre le service serait consentie au préalable à la pipelineur, sous certaines réserves, et prendrait effet à l'expiration des contrats en jeu, à condition que le client se soit trouvé un autre fournisseur.

Les pipelineurs cherchant à reporter sur des tiers une certaine part du risque de leur entreprise doivent s'en remettre à la procédure normale, de manière à s'assurer que le risque imposé involontairement à autrui est bel et bien dicté par des impératifs de commodité et de nécessité publiques.

Enfin, pour ce qui est des dispositions relatives à la facturation par type de contrat, un tarif à trois composantes a été prévu pour le gaz vendu par les pipelineurs, afin de maintenir les avantages de l'«ancien» gaz pour les clients du service garanti et «d'atténuer les entraves à la concurrence découlant des effets durables des contrôles exercés sur les prix à la tête du puits». La première catégorie comprend le gaz acheté en vertu des contrats existants; la seconde, le gaz acheté en vertu de tous les autres. Tous les coûts associés à l'achat de gaz, mais non pas représentés par du gaz, devaient être facturés séparément et répartis entre les deux catégories. L'entrée en vigueur graduelle de la facturation par type de contrat devait commencer à l'été de 1986.

L'ordonnance 436 a toutefois été contestée devant les tribunaux. Le 23 juin 1987, la Cour d'appel des Etats-Unis pour le District of Columbia a rendu sa décision dans la cause de l'Associated Gas Distributors contre la FERC. Même si la Cour a en général retenu l'esprit de l'ordonnance, elle a trouvé des failles dans certains de ses éléments. La Cour s'est notamment inquiétée du fait que la question des paiements obligatoires n'avait pas été pleinement débattue. Elle a aussi voulu savoir comment il a été possible de soustraire pendant 10 ans, sous prétexte de précédents, certains certificats de la FERC sans contrevvenir à la directive du Congrès visant à prévenir toute discrimination induite. La Cour a annulé l'ordonnance 436 et a ajourné la question. Il en est résulté un règlement provisoire, l'ordonnance 500 de la FERC, qui a été adopté le 7 août 1987.

Dans l'ordonnance 500, la Commission a cherché à prendre une série de mesures interrelées pour atténuer le problème des paiements obligatoires. L'initiative la plus controversée a été un nouveau mécanisme de crédit pour les paiements obligatoires que la FERC a décrit dans les termes suivants.

Pour permettre aux pipelineurs qui effectuent du transport en vertu de ce règlement de diminuer leur responsabilité de paiements obligatoires en vertu de contrats existants, un producteur qui cherche à faire transporter du gaz doit offrir des crédits en échange de la responsabilité du pipelineur. Le crédit

justes et raisonnables et que le consommateur n'ait pas à payer des tarifs injustes excessifs.» La FERC n'a pas donné d'effet rétroactif à cette décision.

Le gouvernement du Canada a fait savoir au gouvernement des États-Unis qu'il ne cherchera pas à faire casser cette ordonnance de la FERC si l'Accord de libre-échange entre en vigueur.

2. Ordonnance no 436/500

La déréglementation partielle du prix du gaz naturel à la tête du puits aux États-Unis a incité la FERC à faire enquête afin de déterminer quels changements il convenait d'apporter à la réglementation pour la faire correspondre au nouveau contexte commercial. Le 30 mai 1985, la FERC a proposé, dans un avis de projet de décision, des changements à la réglementation des gazoducs. Plusieurs centaines de parties lui ont fait part de leurs observations, et la Commission en a tenu compte dans sa décision finale. Le résultat, l'ordonnance 436 de la FERC, délivrée le 9 octobre 1985, est un document long et compliqué.

La FERC y déclare, entre autres, que les changements survenus au fil des ans dans l'industrie du gaz naturel exigent des modifications de fond à la réglementation afin «... de se conformer aux dispositions de la *Natural Gas Act*, de la *National Policy Act* de 1978 et de la décision du tribunal rendue dans l'affaire *Maryland Peoples's Counsel v. FERC*...».

La décision no 436 se divise en quatre parties: la partie A traite du transport par pipeline, la partie B, des paiements obligatoires, la partie C, d'une procédure facultative d'audiences accélérée, et la partie D, de la facturation selon le type de contrat. Côté transport, un programme simplifié de libre accès a été mis en place, les tarifs prévus pour ce service étant établis selon les volumes, rajustables à la baisse et représentatifs du coût du service, variables de livraison incluses. Les clients des pipelines pouvaient, à certaines conditions, modifier les accords existants afin de réduire leur demande contractuelle de service garanti. Ces clients ne pouvaient exercer cette option que si le gazoduc effectuait du transport de gaz pour des tiers. Les pipelines pouvaient exiger des frais de réservation pour garantir le service de transport.

Les dispositions relatives au transport de la décision no 436 devaient, en règle générale, prendre effet le 1^{er} novembre 1985, exclusion faite de certaines dispositions maintenues. Les sociétés pipeline n'ont été assujetties à aucun échéancier pour s'y conformer. Les clients achetant un service garanti désireux d'exercer leur option conditionnelle de réduire leurs allocations ou de les convertir (ce qui s'applique uniquement lorsque la pipeline a décidé d'offrir du transport à des tiers) devaient donner le premier avis au plus tard le 1^{er} février 1986 pour pouvoir modifier le service au 1^{er} septembre 1986. Cette option conditionnelle pouvait toucher jusqu'à 25 p. 100 des ventes garanties durant la première année. Par contre, elle ne peut s'exercer qu'une fois par année, moyennant un préavis de 150 jours.

En conformité des dispositions relatives aux paiements obligatoires, durant une période transitoire limitée, une présomption de prudence réfuTABLE aurait été établie à l'égard de certaines paiements précis effectués par les pipelines en vue

pi3 par jour et ceux de la TCPL, à 50 cents le million de BTU (British Thermal Units) par jour, ce qui revient plus ou moins à la même chose.

Le juge de droit administratif a rejeté les arguments des parties opposées à la demande de la Natural. Ces intervenants prétendaient que la composante des coûts variables et que les frais liés au volume de NOVA (qui comprennent aussi les frais fixes de collecte et de production) devraient être inclus dans la composante produit, plutôt que dans la composante demande; que les coûts canadiens de la Natural n'étaient pas répartis selon les mêmes principes que ceux qui s'appliquaient aux pipelines américains dans les transactions intérieures, avantageant injustement les exportateurs canadiens; qu'en répercutant des coûts trop élevés, le risque commercial normalement assumé par la Natural et par les producteurs canadiens est imposé aux clients de la Natural; que le principe de la facturation du plein coût s'applique uniquement si la Commission a approuvé la méthode de catégorisation, de répercussion et de tarification des coûts en amont; et que l'inclusion, par la Foothills, de tous ses frais fixes, y compris d'un taux de rendement du capital et des taxes connexes, dans les frais liés à la demande, est carrément contraire au barème modifié de taux variables et fixes de la FERC.

Le juge de droit administratif a plutôt décidé que les clients de la Natural étaient avantagés par les contrats renégociés, lesquels avaient abaissé le prix du gaz canadien; que le coût qu'ils devaient dorénavant assumer était faible; que la facturation du plein coût du gaz canadien appuyait la politique d'importation du département de l'Énergie, favorable au Canada; que la plupart des coûts du gaz canadien inclus dans les frais liés à la demande étaient, en fait, des coûts fixes; et que les frais de transport de NOVA étaient inclus à bon droit dans les frais liés à la demande, même si NOVA exige un taux selon le volume ou un droit dit «timbre-poste».

Partant du principe que les fournisseurs canadiens et américains devraient rivaliser sur les marchés américains, c'est-à-dire être soumis aux mêmes règles du jeu, et que la Commission a le pouvoir de déterminer si les frais liés à la demande de la Natural sont raisonnables ou non, la FERC a conclu qu'elle ne pouvait accepter la décision du juge de droit administratif. Elle a fait observer que les frais liés à la demande de la Natural sont le fruit de négociations, non pas d'un calcul normal. La Commission a en outre fait remarquer que ProGas et la TCPL incluaient tous les coûts fixes dans les frais liés à la demande -- en somme, selon le barème courant de taux variables et fixes -- geste injustifié puisque «il n'existe aucune raison économique de garantir des profits aux pipelines lorsque les ventes ne se réalisent pas». Par conséquent, la FERC a obligé la Natural à modifier ses frais liés à la demande en excluant tous les coûts fixes associés au taux du rendement réalisé sur les actions et aux taxes connexes. La Natural a eu le choix soit de les soustraire de ses frais liés à la demande soit de recalculer les frais liés à la demande en utilisant le barème modifié de taux variables et fixes, comme le font les fournisseurs américains.

La FERC a conclu: «Nous nous rendons compte que nous avons considérablement abaissé les frais liés à la demande de la Natural, auparavant de 50 cents le million de BTU, qu'elle est obligée de verser à la TransCanada et à ProGas. Nous l'avons fait dans l'exercice du mandat qui nous est conféré par la *Natural Gas Act* afin de nous assurer que les approvisionnement canadiens et intérieurs en gaz sont traités sur un même pied, de sorte que les taux de transport pipelinier soient

importations et les exportations de gaz à l'administrateur de la *Economic Regulatory Administration* (ERA).

Celui-ci devenait le seul à pouvoir examiner les contrats internationaux de gaz et à autoriser les importations. Une fois que l'ERA a approuvé un contrat d'importation, la FERC ne peut contrecarrer cette décision. L'ERA a approuvé en principe le double barème de taux prévu dans les marchés passés par la *Natural Gas Pipeline Company of America* avec ProGas et Great Lakes. Néanmoins, il est du ressort de la FERC d'en approuver des éléments de coût précis.

Le Secrétaire américain à l'Énergie s'est prononcé sur la question des coûts répercutés tels que facturés en novembre 1985:

Le département (de l'Énergie) maintient qu'on ne devrait faire aucune distinction, sur le plan de la réglementation, entre les approvisionnements en gaz intérieurs et importés. Si le principe de la facturation du plein coût doit être maintenu comme il est énoncé dans l'avis donné par la Commission, il devrait aussi s'appliquer aux importations de gaz. Le département est d'avis que le double barème de taux utilisé dans ces nouveaux contrats d'importation s'apparente beaucoup à celui qui est admis pour calculer les tarifs intérieurs (et qui admet le coût du transport sur les longues distances). Nous ne voyons pas pourquoi il faudrait refuser aux importateurs de gaz le traitement dont celle-ci a toute l'autorité voulue pour intervenir. Cependant, tant et aussi longtemps que les contrats internationaux librement négociés entre parties commerciales sont raisonnables et approuvés par la *Economic Regulatory Administration*, nous ne voyons pas pourquoi les autorités de réglementation se mêleraient de questions contractuelles privées. (FERC, 1986, p. 14)

(traduction libre)

D'après la FERC, cet énoncé de politique signifie que «notre préoccupation première est, tel que l'a précisé le Secrétaire, de veiller à ce que le gaz importé soit assimilé au gaz intérieur aux fins de la réglementation».

La *Natural Gas Pipeline Company of America* achète son gaz de ProGas, courtier de gaz canadien, et de la *Great Lakes Transmission Company*. ProGas fait l'expédition de l'Alberta jusqu'à la frontière américaine, via deux gazoducs canadiens: celui de NOVA et celui de la *Foothills Pipelines Limited*, La Great Lakes, elle, achète pour ensuite revendre à la Natural, du gaz de *TransCanada Pipelines Limited*, qui l'achemine de l'Alberta jusqu'à la frontière canado-américaine dans ses propres installations et dans celles de NOVA.

Le 25 mars 1985, la Natural a déposé de nouveaux tarifs auprès de la FERC afin de tenir compte de ses nouveaux contrats d'achat de gaz naturel canadien, en se servant du nouveau barème. Cette demande a été étudiée par un juge de droit administratif de la FERC, dont la fonction est de tenir des audiences et de rédiger des décisions préliminaires qui sont ensuite revues par les commissaires de la FERC. Le 21 mai 1986, le juge s'est prononcé, autorisant la Natural à récupérer le coût du gaz canadien tel que facturé.

Les frais liés à la demande appliqués par ProGas et par la TCPL ont été négociés avec la Natural. Ainsi, ceux de ProGas ont été fixés à 50 cents le millier de

principe de la récupération des coûts, la Commission a refusé l'intégration du coût du gaz naturel canadien tel que facturé dans les tarifs exigés du consommateur, en interdisant certains frais liés à la demande. La décision portait sur du gaz albertain acheté par la *Natural Gas Pipeline Company of America* de ProGas Limited et de la *Great Lakes Transmission Company*. Dans l'ordonnance n° 256, la Commission renversait une première décision d'un juge de droit administratif de la FERC qui, le 21 mai 1986, autorisait la société Natural à récupérer le plein coût du gaz canadien en l'intégrant à son double barème de taux.

Depuis deux ans déjà, les exportateurs de gaz canadiens et les importateurs américains renégociaient leurs contrats internationaux de manière à changer les dispositions relatives à la méthode de récupération des coûts. Les frais liés au produit qui, auparavant, étaient calculés d'un seul coup avaient été remplacés par un barème tarifaire à deux volets: les frais liés à la demande et les frais liés au produit. Pour ce qui est des marchés passés par la société Natural avec ProGas et la Great Lakes, les frais liés à la demande devaient refléter le coût fixe des installations et n'être relevés que si ce coût variait; les frais liés au produit devaient être rajustés trimestriellement, selon l'évolution du coût composite d'acquisition de pétrole brut des raffineurs américains.

La FERC a admis la nécessité d'un barème de taux à deux volets et l'impossibilité dans laquelle elle se trouvait de modifier inutilement un barème librement négocié dans les contrats. Cependant, elle soutenait avoir le pouvoir d'évaluer la méthode de calcul des taux particuliers ainsi que de déterminer ce qui constituait des frais raisonnables. Elle a rejeté les frais qu'avancait la Natural -- les jugeant « injustes et déraisonnables » -- et a ordonné qu'ils soient sensiblement réduits. Dans sa décision, elle a déclaré:

... rien ne justifie que les distributeurs et consommateurs américains aient à garantir aux transporteurs canadiens la récupération des coûts fixes de transport du gaz canadien. Nous ne pouvons modifier les contrats passés par la Natural avec ses fournisseurs. Par contre, nous pouvons changer les frais liés à la demande exigés par la Natural afin de nous assurer qu'une certaine partie des frais fixes de transport au Canada ne sont pas forcement à la charge des distributeurs et des consommateurs américains. Par conséquent, nous exigerons que la Natural modifie ses frais liés à la demande de façon à en exclure tous les frais fixes associés au rendement réalisé sur les actions et aux taxes connexes . . . (FERC, 1986, p. 20)

(traduction libre)

En fait, par cette décision, la FERC obligeait le transfert dans les frais liés au produit de certaines charges auparavant incluses dans les frais liés à la demande. Le coût marginal du gaz canadien a donc grimpé, causant une érosion des marchés d'exportation aux États-Unis. En vertu du régime d'établissement des prix selon les rentrées nettes s'appliquant actuellement au gaz exporté, la décision de la FERC comporte de lourdes conséquences financières pour les producteurs de gaz canadiens.

La Department of Energy Organization Act a cédé au DOE le pouvoir d'approuver les importations et les exportations de gaz naturel auparavant conféré à la *Federal Power Commission*. Par contre, les pouvoirs relatifs au tracé, à la construction et à l'exploitation d'installations pipelinières et à l'examen des taux proposés pour le transport et la vente interétatiques de gaz sont passés de la FPC à la FERC. En 1984, le Secrétaire à l'Énergie a exercé le pouvoir dont il est investi aux termes de la *Natural Gas Act* pour déléguer la responsabilité de réglementer les

relèvent. Simultanément, le DOE coiffe un organisme de réglementation indépendant. À l'origine, le gouvernement Carter projetait d'abolir la FPC et de la remplacer par une commission tripartite dont les décisions pourraient être revues par le Secrétaire à l'Énergie. Le Congrès, réfractaire à cette proposition, a créé la FERC, en quelque sorte le « rejeton de la FPC », lui conservant son pouvoir de décision finale. Ce partage des pouvoirs auquel a finalement abouti le Congrès signifiait que les responsabilités décisionnelles (selon la ressource en cause) étaient également partagées. Par exemple, la FERC conservait le pouvoir fondamental de tarification du gaz naturel à la tête du puits et de son transport par pipeline, tandis que le Secrétaire à l'Énergie veillait aux prix et à la répartition du pétrole brut. La FERC est habilitée à dresser des plans de réduction de la demande de gaz naturel propres à chaque pipeline, mais c'est le Secrétaire à l'Énergie qui fixe les priorités nationales. Fait encore plus curieux, le Congrès a conféré à la FERC un droit de regard sur certaines décisions du Secrétaire concernant la tarification et la répartition du pétrole et des produits pétroliers. Ni la FPC ni la FERC n'auraient le pouvoir de prendre ou d'appliquer des règlements dans le domaine de la Tarification pétrolière, et, pourtant, la FERC a été désignée pour entendre les appels relatifs aux décisions du Secrétaire à l'Énergie dans ce domaine. Quant aux décisions de la FERC, elles sont définitives et ne peuvent être soumises qu'aux tribunaux; le Secrétaire ne peut intervenir comme l'avait initialement envisagé le gouvernement Carter. Non seulement la FERC a-t-elle conservé son indépendance, mais elle a aussi acquis un droit de veto sur les mesures prises par le Secrétaire qui pourraient avoir une influence marquée sur toute fonction relevant de sa compétence. . . (Tomain et Hollis, 1983 p. 27-28)

(traduction libre)

On ferait donc certainement erreur en considérant la FERC comme le simple pendant américain de l'Office national de l'énergie du Canada. Bien que l'on puisse dresser des parallèles entre leurs pouvoirs de réglementation respectifs, ceux de la FERC sont beaucoup plus étendus et son degré d'indépendance est différent.

C. Décisions de la FERC

La FERC a rendu une multitude de décisions visant à déréglementer certains aspects des marchés énergétiques américains. Etant donné le fort volume du commerce de l'énergie entre le Canada et les États-Unis, dont celui du gaz naturel n'est pas le moindre, les décisions de la FERC ont d'énormes conséquences sur les exportations canadiennes d'énergie. Dans la présente section, le comité fait ressortir certaines initiatives de la FERC qui ont influé sur le commerce du gaz naturel.

1. Ordonnance no 256

La FERC ne s'est jamais attiré autant de protestations du Canada que lorsqu'elle a rendu l'ordonnance no 256 concernant la facturation du plein coût du gaz canadien. Cette décision a fait suite à une demande de révision des taux de la *Natural Gas Pipeline Company of America*, qui cherchait à récupérer, dans ses tarifs, le coût du gaz canadien importé.

Dans l'ordonnance no 256 délivrée le 8 décembre 1986, la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis s'est pour la première fois arrêtée à la valeur intrinsèque de la double structure tarifaire prévue pour le gaz importé. Sans rejeter le

Avant 1973, année de l'embargo pétrolier et de la flambée des prix, la plupart des décisions d'ordre énergétique étaient prises par les autorités des Etats: l'établissement des tarifs relevait des régies des services publics et, parallèlement, on mettait en oeuvre des programmes de rationalisation de la production afin d'économiser les ressources. Au niveau fédéral, en l'absence d'impératifs dictant l'élaboration d'une politique concertée, l'anarchie la plus totale régnait, tant sur le plan des orientations que de la réglementation.

Dans la foulée de l'embargo pétrolier, les autorités ont tenté de mettre fin à l'éparpillement des pouvoirs en créant le *Department of Energy* (DOE) en vertu de la *Department of Energy Organization Act* de 1977. Bien qu'on ait ainsi réduit le nombre des intervenants dans le secteur de l'énergie, ils ne se sont pas tous retrouvés sous un même toit. Le DOE a pris en charge presque tous les pouvoirs de la *Federal Energy Administration*, de la *Energy Research and Development Administration* et de la *Federal Power Commission*. Il a également assumé certains pouvoirs jusque là exercés par le *Department of the Interior*, le *Department of Housing and Urban Development*, le *Department of Commerce*, la *U.S. Navy* et la *Interstate Commerce Commission*.

En dépit de cet amalgame, d'autres entités puissantes ont continué de participer à l'élaboration de la politique énergétique et à la réglementation de ce secteur aux Etats-Unis. Le *Environmental Protection Agency* (EPA), la *Nuclear Regulatory Commission*, le *Department of the Interior* et le *State Department* sont tous très influents à cet égard.

Au sein même du département de l'Energie, plusieurs organismes distincts ont été créés à des fins précises, dont trois -- la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), la *Economic Regulatory Administration* (ERA) et la *Energy Information Administration* (EIA) -- nous intéressent particulièrement. La *Federal Energy Regulatory Commission* a repris l'essentiel des responsabilités de l'ancienne FPC et gagné de nouveaux champs de compétence. La FERC assume aussi bon nombre des responsabilités confiées par la *Natural Gas Act* (NGA, 1938), la *Natural Gas Policy Act* (NGPA, 1978), la *Federal Power Act* et la *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA, 1978). Elle dispose de très vastes pouvoirs de réglementation des tarifs dans le domaine du transport par oléoduc depuis que la *Interstate Commerce Act* relève du DOE, plutôt que de la *Interstate Commerce Commission*. De plus, la FERC peut, jusqu'à un certain point, influencer sur la réglementation des prix du pétrole en vertu de la *Emergency Petroleum Allocation Act* de 1973, étant donné qu'elle peut en appeler des ordonnances rendues par le DOE. La *Economic Regulatory Administration* a le pouvoir résiduel de gérer des programmes n'entrant pas en conflit avec ceux de la FERC; elle est entre autres habilitée à autoriser les importations et les exportations de gaz naturel. Quant à la *Energy Information Administration*, elle a pour mandat de réunir des données sur l'énergie pour le compte du DOE, de même que l'information requise par la *Energy Supply and Environmental Coordination Act* de 1974 et par la *Federal Energy Administration Act* de 1974.

L'extrait qui suit saisit bien l'essence des rapports inhabituels qui existent entre la FERC et le DOE.

Au sein même du DOE, organe de l'appareil exécutif, d'importants pouvoirs sont délégués au Cabinet du secrétaire et aux services d'exécution qui en

mouvement du pendule peut s'inverser selon les circonstances. L'Accord de libre-échange a toutefois l'avantage qu'il compliquerait sans doute la tâche des gouvernements ultérieurs des deux pays qui voudraient revenir sur l'engagement de déréglementer les marchés de l'énergie.

B. La voie de la déréglementation

La *Federal Power Commission* (FPC) des États-Unis a été le précurseur des organismes qui sont aujourd'hui au cœur de l'activité de réglementation du secteur américain de l'énergie. Au moment de sa création, en 1920, le mandat de la FPC ne visait que l'aménagement hydro-électrique des cours d'eau navigables. Ce mandat a toutefois évolué sous Roosevelt, qui préconisait une « Nouvelle donne » pour éliminer les ratés de l'économie américaine. Cette période a été marquée par une multiplication des organismes fédéraux, perçus comme des instruments efficaces de réglementation économique, et par l'accroissement de leurs pouvoirs. D'après Tomain et Hollis, on attribuait trois grandes caractéristiques à ces organismes de la Nouvelle donne.

Premièrement, les organismes administratifs fédéraux étaient des créations du Congrès chargées d'appliquer des lois et des règlements complexes. Compte tenu de l'incapacité du Congrès de saisir toutes les subtilités et complexités de la réglementation d'entreprises monopolistiques, ces organismes devaient acquiescer la compétence voulue. Deuxièmement, leurs dirigeants étaient nommés, non pas élus; on croyait en effet que cette absence de responsabilité politique directe les mettrait à l'abri des compromis imputables aux pressions politiques. Enfin, des limites étaient fixées à l'examen judiciaire des décisions de ces organismes -- les tribunaux ne devaient intervenir que si ces derniers sombraient dans l'arbitraire ou le caprice.

C'est ainsi que la *Federal Power Commission* s'est transformée en organisme habilité à fixer les taux de calcul des prix en gros de l'électricité et du gaz naturel vendus ou transportés d'un État à l'autre. La FPC est donc devenue le premier organisme de réglementation de l'énergie. La *National Gas Act* (NGA) adoptée en 1938, lui a ensuite conféré des pouvoirs élargis à ce chapitre. La FPC pouvait désormais fixer les prix du gaz naturel échangé entre États, alors que les gouvernements des États se limitaient à tarifier le gaz naturel vendu sur leur territoire. Dans les faits, cette répartition des pouvoirs a créé deux marchés et ouvert la porte à des problèmes ultérieurs de disparité, quant au prix du gaz et aux volumes disponibles.

En 1954, la FPC a obtenu un nouveau pouvoir de tarification d'envergure: jusque là, selon l'interprétation qu'elle en faisait, la NGA excluait les prix à la tête du puits des producteurs indépendants. En 1954, la Cour suprême des États-Unis statuait, dans l'affaire *Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin* que la FPC avait droit de regard sur les prix des producteurs indépendants lorsque ceux-ci faisaient le commerce interétatique de biens et services. Etant donné le très grand nombre de décisions tarifaires qu'elle était désormais appelée à rendre, la FPC a commencé par fixer des tarifs de groupes selon la région; ce n'est que vers le milieu des années 70 qu'elle uniformisera sa réglementation à l'échelle nationale, en ce qui concerne les producteurs indépendants.

La déréglementation du marché du gaz américain

A. Introduction

Les États-Unis possèdent l'industrie énergétique la plus complexe du monde, dont dépendent près de 250 millions d'habitants. Des intérêts puissants suivent d'ailleurs de près son évolution. Les crises énergétiques des années 70 ont incité les gouvernements Nixon, Ford et Carter à prendre des mesures de réglementation rigoureuses; pour sa part, le gouvernement Reagan a mis autant de diligence à surmonter la « psychose de la pénurie » et à rendre au marché son rôle économique dans la prise des décisions.

Le fait que l'énergie continue d'être réglementée aux États-Unis témoigne néanmoins de la forte dépendance de ce pays à l'égard des importations, problème dont ont pris conscience les consommateurs américains durant les années 70. Bien que cette dépendance ait décru après l'embargo sur le pétrole arabe et les deux flambées des prix du pétrole, les problèmes découlant d'un manque d'autarcie énergétique n'ont pas disparu pour autant. D'après Tomain et Hollis (1983), ils sont tout simplement « latents » et il suffirait d'une nouvelle crise de l'approvisionnement pour qu'ils refassent surface. Bien que l'on constate aujourd'hui une action simultanée de la part des gouvernements des États-Unis et du Canada en vue de déréglementer les marchés de l'énergie, l'observation qui suit nous semble comporter une bonne dose de vérité:

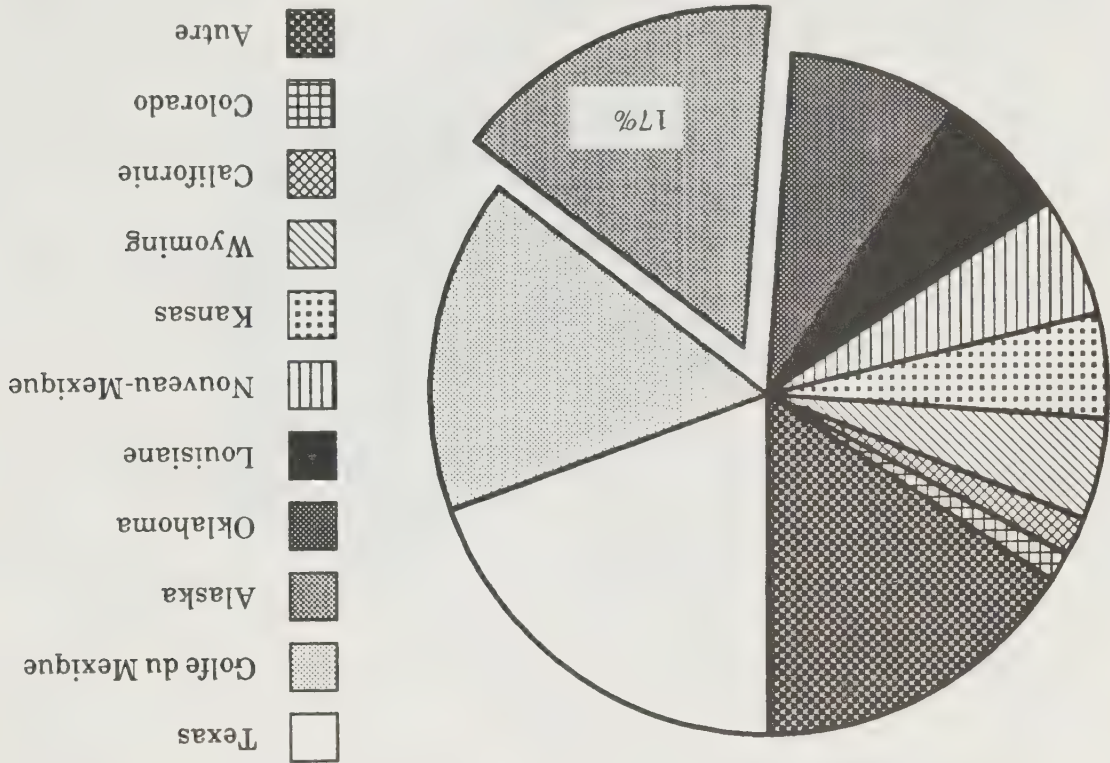
... Il est faux de croire que le marché peut résoudre tous les problèmes, y compris celui d'une pénurie névralgique. L'actuel gouvernement (Reagan) ne devrait pas tourner le dos à l'histoire et s'en remettre uniquement aux forces du marché pour garantir même la plus élémentaire des justices dans le partage du fardeau et des sacrifices en cas de crise. Ainsi, la disparition graduelle de presque tous les organes capables d'intervenir en cas de pénurie est une réponse simpliste aux questions d'orientation gouvernementale complexes que soulève un domaine d'une importance aussi cruciale... (Tomain et Hollis, 1983, p. xiv) *(traduction libre)*

Dans la présente section du rapport, le comité expose brièvement ses conclusions au sujet de la réglementation s'appliquant au marché du gaz naturel aux États-Unis. On ne saurait y voir plus qu'un instantané d'un système en pleine évolution. Conscients de l'effort majeur et soutenu fait par les États-Unis pour déréglementer leur régime énergétique, nous n'ignorons pas pour autant que le

La composante énergétique de l'Accord de libre-échange est en partie une protection imaginée par les pouvoirs publics pour contre de futures perturbations de l'approvisionnement en énergie, tout comme les dispositions prévoyant le partage du pétrole auxquelles ont adhéré les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie. Le comité estime que les décideurs américains le perçoivent plus clairement que leurs homologues canadiens. (Ces derniers sont peut-être tout simplement moins disposés à l'admettre en public). Il ne s'étonne donc pas qu'un certain nombre d'Américains, dans des échanges avec ses membres, aient qualifié cette partie de l'Accord d'élément le plus crucial pour leur pays.

Le diagramme 10 donne une ventilation des réserves établies de gaz naturel par État, y compris l'Alaska, à la fin de 1986. La tranche de 17 % qui correspond à la part de l'Alaska est indiquée en retrait puisqu'il n'existe actuellement aucun moyen d'acheminer ce gaz vers le marché. Le U.S. Department of Energy évalue séparément le Golfe du Mexique situé au large du Texas et de la Louisiane. D'après les statistiques du DOE, le Texas continue à détenir la plus grande quantité de réserves établies, évaluée à 40,6 billions de pi³ (21,2% du total des réserves de gaz américaines, l'Alaska y compris). Le Golfe du Mexique vient en deuxième avec 32,7 billions pi³ (17,2% des réserves américaines), suivi de très près par l'Alaska avec 32,7 billions de pi³ (17,1%). Viennent ensuite l'Oklahoma, 16,7 billions de pi³ (8,7%), la Louisiane, 12,9 billions de pi³ (6,7%), le Nouveau-Mexique, 11,8 billions de pi³ (6,2%), le Kansas 10,5 billions de pi³ (5,5%), le Wyoming, 9,8 billions de pi³ (5,1%), la Californie, 3,9 billions de pi³ (2%), et le Colorado, 3 billions de pi³ (1,6%). A la fin de l'année 1986, les réserves établies de gaz pour l'ensemble des 50 États (y compris le Golfe du Mexique) représentent 191,6 billions de pi³.

DIAGRAMME 10: Réserves établies de gaz naturel aux États-Unis par État à la fin de 1986

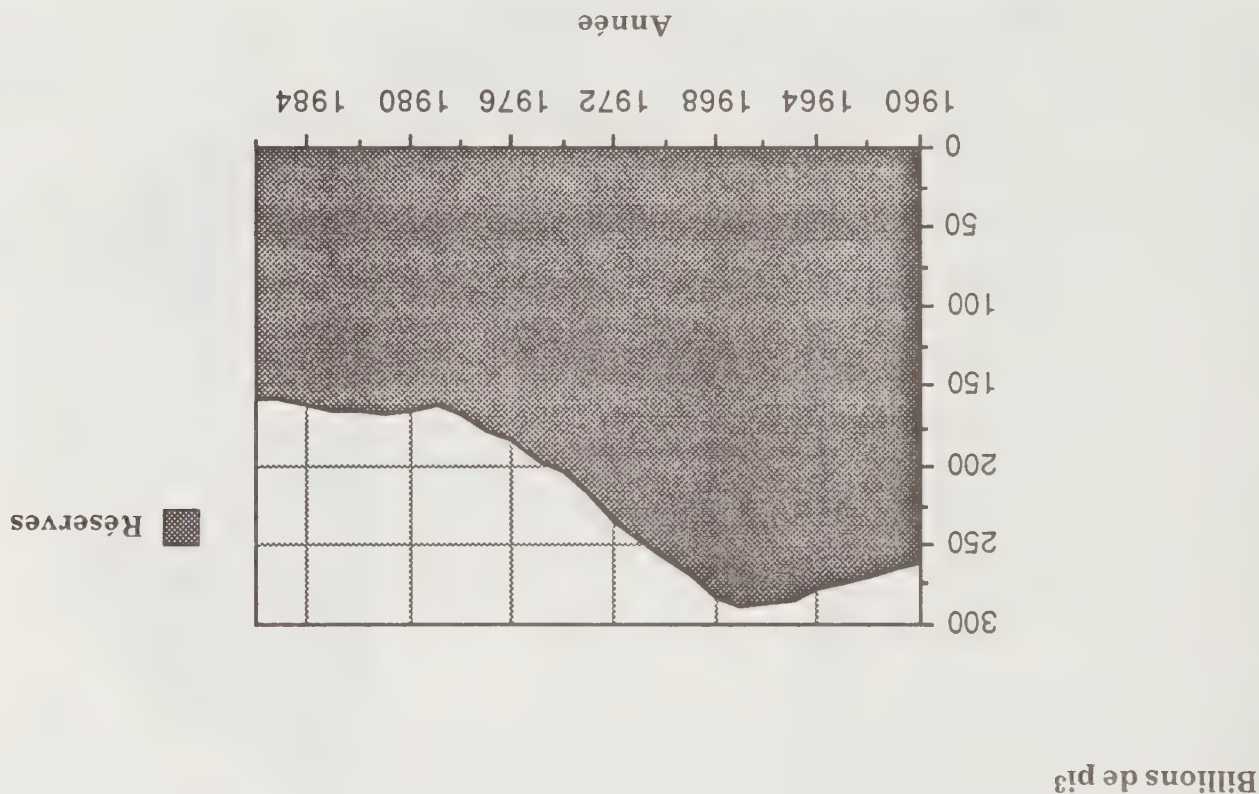


Source: DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1987*, Dallas, décembre 1987, p.74.

C'est dans la région du Texas et de la côte du Golfe (notamment au Texas et en Louisiane) que la production de gaz a connu la baisse la plus marquée aux États-Unis. Alors qu'elle était de 11,8 billions de pi³ en 1971 dans cette région des États-Unis, elle est tombée à 5,8 billions de pi³ en 1986, ce qui représente une chute de près de 51%. Cela équivaut à un déclin de 66% des réserves établies dans la région, lesquelles sont passées de 142,9 billions de pi³ en 1970 à 48,5 billions de pi³ seulement, à la fin de 1986. Pour le Texas, la côte du Golfe et le Golfe du Mexique combinés, le rapport réserves/production est de 8,3 seulement. Il est d'environ 9 pour l'ensemble des États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii).

Le diagramme 9 illustre l'évolution des réserves établies de gaz naturel dans ces 48 États. Les réserves ont augmenté durant l'après-guerre pour atteindre un sommet de 289,3 billions de pi³ en 1967. À la fin de 1986, les réserves établies de gaz naturel sec étaient tombées à 158,9 billions de pi³ dans cette région du monde. Il faut ajouter à cela les 32,7 billions de pi³ de réserves établies en Alaska à la fin de 1986. La plus grande partie de ce total pour l'Alaska correspond au chapeau de gaz de Prudhoe Bay qui n'est encore relié à aucun marché.

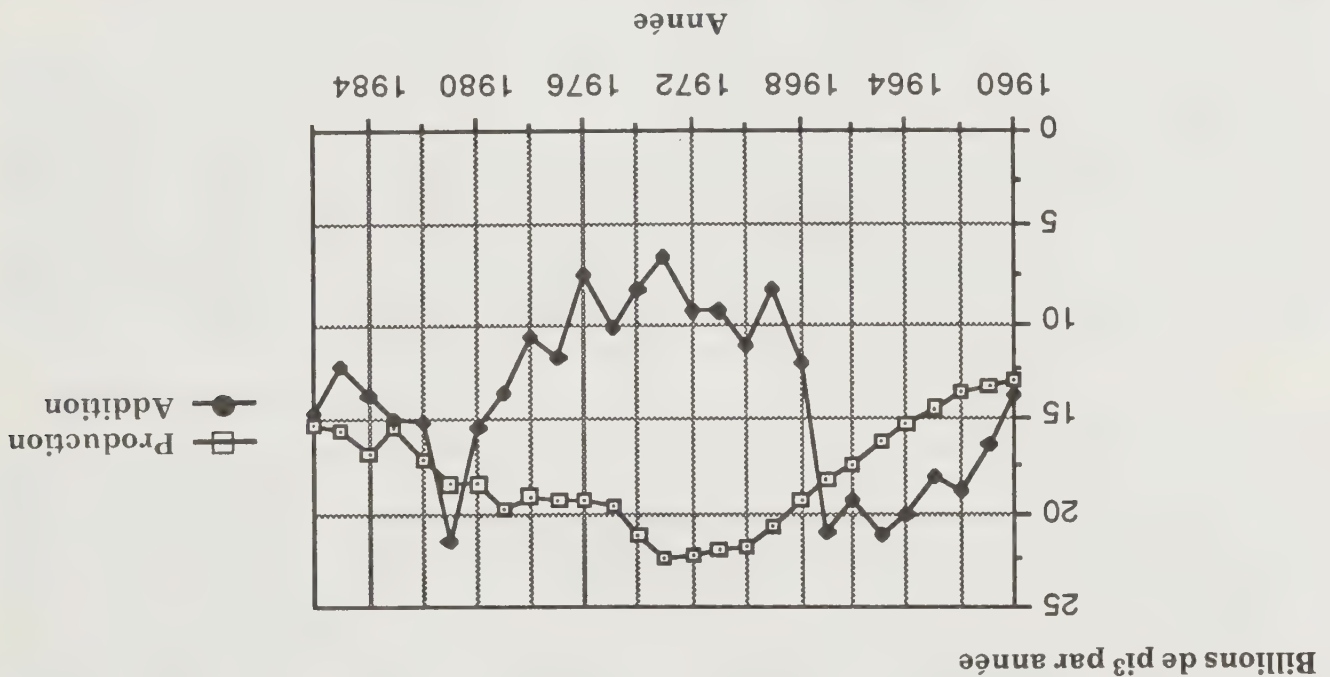
DIAGRAMME 9: Réserves de gaz naturel des États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) 1960-1986



Source:

American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington (Virginie), octobre 1987, p.50.

DIAGRAMME 8: Additions aux réserves prouvées de gaz sec et production aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) 1960-1986



Nota:

«Production» désigne le débit de gaz naturel sec (c'est-à-dire dont les liquides ont été extraits).

«Additions» désigne les ajouts nets aux réserves établies de gaz naturel sec.

Source:

American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington (Virginie), octobre 1987, p. 50.

Les réserves de gaz américaines ont diminué de façon spécialement marquée entre 1970 et 1977, période durant laquelle

...des prix artificiellement bas à la tête de puits pour le gaz sur le marché interne n'ont guère stimulé ni l'exploration ni la production. L'établissement d'un marché interne fort marqué par des prix élevés non réglementés, auquel il faut ajouter des augmentations des prix réglementés des approvisionnements internes en gaz, a eu pour résultat des additions importantes aux réserves en 1977 et en 1978... L'adoption de la *Natural Gas Policy Act* en 1986, allée aux augmentations spectaculaires du prix du pétrole à la fin des années 70 et au début des années 80, a entraîné la multiplication des activités d'exploration et de mise en valeur au début des années 80 et des découvertes accrues de réserves de gaz. Des révisions à la hausse et des extensions des réserves existantes qu'il n'aurait pas été rentable d'exploiter aux prix du début des années 70 ont également été la cause d'additions importantes aux réserves. De 1978 au milieu des années 80, ces stimulants économiques et les activités d'exploration et de mise en valeur consécutives ont ralenti considérablement le déclin des réserves, mais les ajouts nets aux réserves ont dépassé la production deux fois seulement au cours de cette période... (*National Gas Trends*, édition 1987-1988, Arthur Anderson & Co., Chicago/Cambridge Energy Research Associates, Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 19.)

partiellement corrigée dans les années 80. À la suite des augmentations des prix du pétrole dans les années 70 et au début des années 80, un grand nombre d'industries et de services publics se sont mis à utiliser deux combustibles de sorte qu'il leur est possible d'utiliser l'une ou l'autre forme d'énergie selon les variations des prix relatifs. Les sociétés de distribution locale ont été forcées d'offrir des prix plus bas à ces catégories d'usagers pour empêcher le recours à d'autres formes d'énergie.

Les consommateurs résidentiels et commerciaux ont toujours payé plus pour le gaz aux États-Unis, surtout à cause du coût du service plus élevé associé au grand nombre et à la consommation individuelle comparativement moins élevée de ces groupes d'usagers.

B. Réserves de gaz naturel

À la fin de 1987, les réserves établies américaines étaient estimées à 186,7 billions de pi³ ou 4,9% du total mondial. Les États-Unis se classaient ainsi troisième derrière l'URSS avec 1 450 billions de pi³ et l'Iran avec 489 billions de pi³. Leur production de gaz de 17,1 billions de pi³ a représenté 25,1% du total mondial, deuxième derrière celle de l'Union soviétique (25,7 billions de pi³ ou 37,7%). Ainsi, le rapport réserves/production des États-Unis a été inférieur à 11. Si on exclut les 33 billions de pi³ concentrés surtout autour de la baie Prudhoe auxquels le marché n'a pas accès, les 48 états du sud ont un rapport R/P de 9.

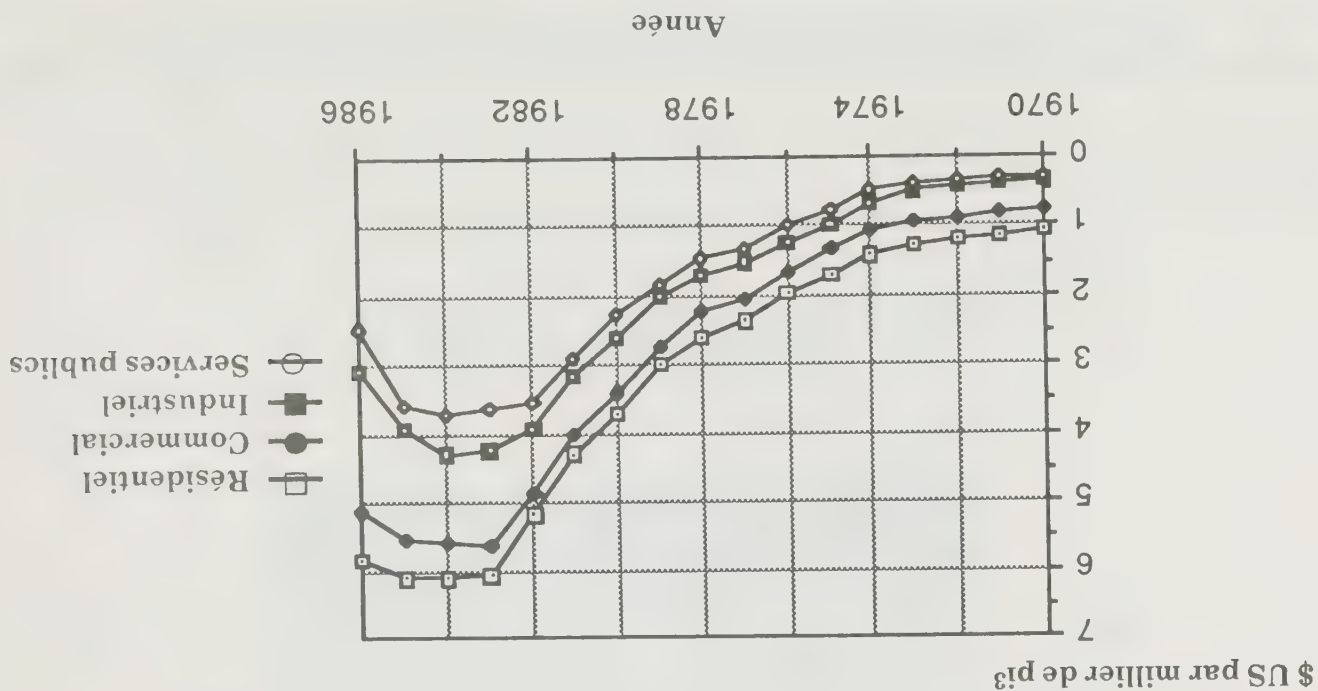
Les additions aux réserves établies de gaz aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) n'ont excédé la production qu'une ou deux années seulement depuis 1967 (selon les séries de statistiques sur les réserves utilisées). Au cours des années 70, les ajouts aux réserves n'ont représenté que 45% de la production. Depuis la fin des années 70, toutefois, l'industrie pétrolière américaine a presque été en mesure de remplacer le gaz produit, d'une part, parce que la demande a baissé considérablement et, d'autre part, parce que le forage d'exploration et de mise en valeur a atteint des niveaux records en 1981 à la suite de la deuxième crise du pétrole et de l'adoption de la *Natural Gas Policy Act*. Entre 1981 et 1986, l'industrie gazière a remplacé 93% de la production par de nouvelles réserves. Le diagramme 8 illustre la situation depuis 1960.

Les statistiques de 1987 indiquent que la demande nationale a beaucoup augmenté, la production des usines de gaz américaines ayant grimpé de près de 8% et la consommation s'élevant à plus de 17 billions de pi³. Ceci est en partie imputable à une augmentation dans l'utilisation du gaz pour la production d'électricité. La capacité de production excédentaire des services publics décroît. Peu désireuses ou incapables d'investir dans des unités nucléaires, ou de grosses installations alimentées au charbon, plusieurs compagnies d'électricité achètent l'énergie des producteurs indépendants qui installent des usines génératrices actives au gaz; initiative encouragée par la *Public Utilities Regulatory Act* (PURPA, 1978). Un nouveau marché s'ouvre ainsi aux exportateurs canadiens -- *Gas Alternative Systems Inc.* des États-Unis a récemment signé un contrat d'achat de 120 milliards de pi³ de gaz, pour une période pouvant aller jusqu'à 20 ans, afin d'alimenter une nouvelle génératrice au gaz, à Syracuse (New-York).

Les prix moyens du gaz pour les secteurs d'utilisation finale ont augmenté de façon constante dans les années 70 et encore plus rapidement jusqu'en 1983, tel qu'illustré dans le diagramme 7. Le prix moyen du gaz d'utilisation finale dans tous les secteurs a atteint son niveau le plus élevé aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) en 1984, soit 4,89 \$ U.S. le millier de pi³. Entre le début de 1984 et la fin de 1986, il a baissé de 13%, mais la baisse a été plus importante dans les secteurs de l'industrie et des services publics (de 27% et de 35%, respectivement) et moins prononcée dans les secteurs résidentiel et commercial (de 5% et de 8%, respectivement). Ainsi, la variation des taux préjudiciable à l'industrie et aux consommateurs d'électricité qui s'était amplifiée dans les années 70 a été

DIAGRAMME 7: Prix moyen du gaz pour les secteurs d'utilisation finale aux États-Unis

(moins l'Alaska et Hawaii), 1970-1986



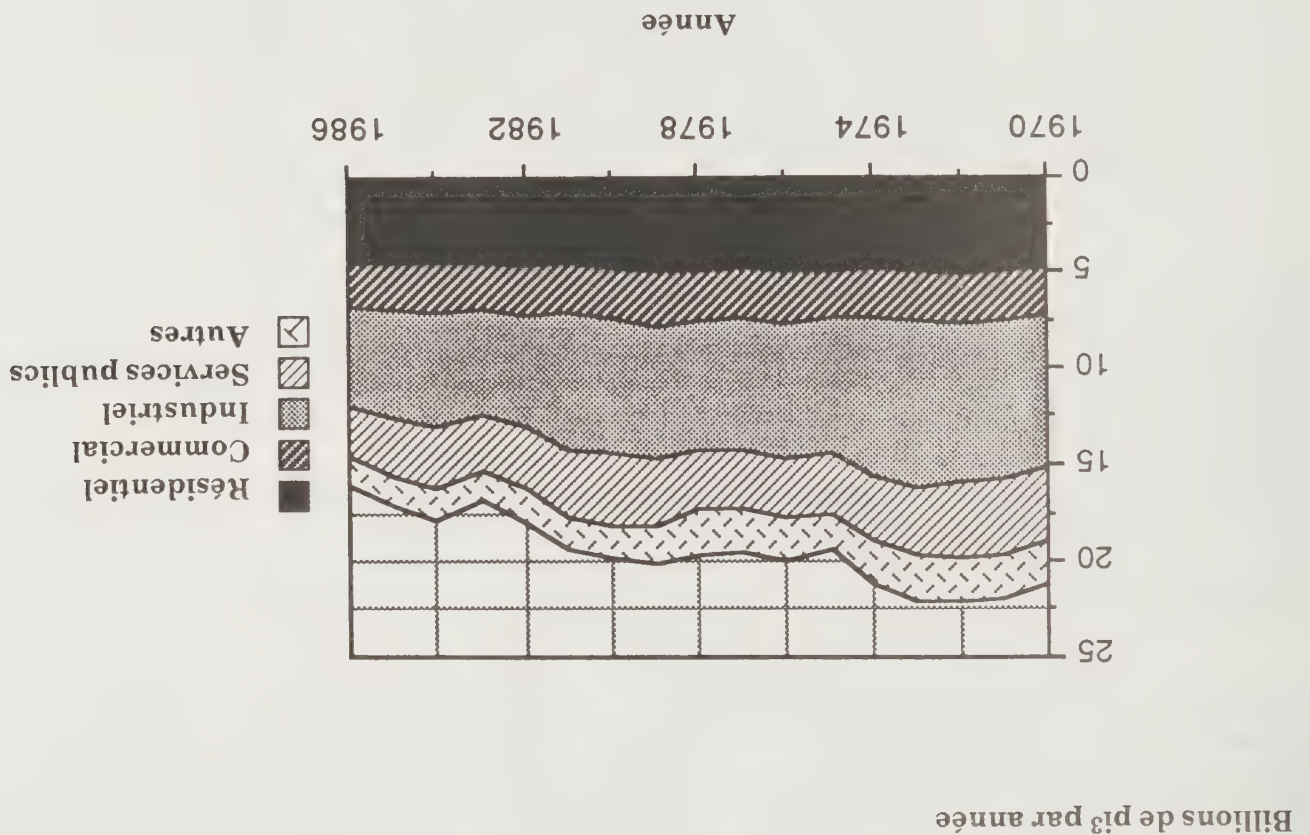
Source:

Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, Natural Gas Trends, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 50.

Le demande américaine de gaz naturel est à la baisse depuis le début des années 70. En 1986, la demande intérieure a atteint son niveau le plus bas en 21 ans, se situant à 16 milliards de pi³, ce qui représente une baisse de près de 28% par rapport au record de 22,1 milliards de pi³ en 1972. Ce recul a été enregistré dans tous les secteurs de la consommation de gaz, mais il a été le plus prononcé dans le secteur industriel (40% depuis le point culminant de 1973) et dans celui de l'utilisation de gaz naturel pour la production d'énergie électrique par les services d'utilité publique (35%) depuis le point culminant de 1972). Le diagramme 6 illustre la demande de gaz par secteur d'utilisation finale.

La baisse particulièrement forte de la consommation de gaz industriel est attribuée à trois facteurs: l'utilisation d'autres formes d'énergie, le gaz étant remplacé par du mazout (en 1986 surtout), des changements dans la structure de l'industrie américaine et une utilisation plus rationnelle de l'énergie.

DIAGRAMME 6: Consommation de gaz naturel aux États-Unis par secteur d'utilisation finale, 1970-1986



Nota: «Services publics» désigne l'utilisation de gaz naturel dans le secteur des services d'électricité.
«Autre» inclut le gaz utilisé comme combustible dans les centrales ou comme combustible servant à l'exploitation du pipeline, et le gaz non comptabilisé.

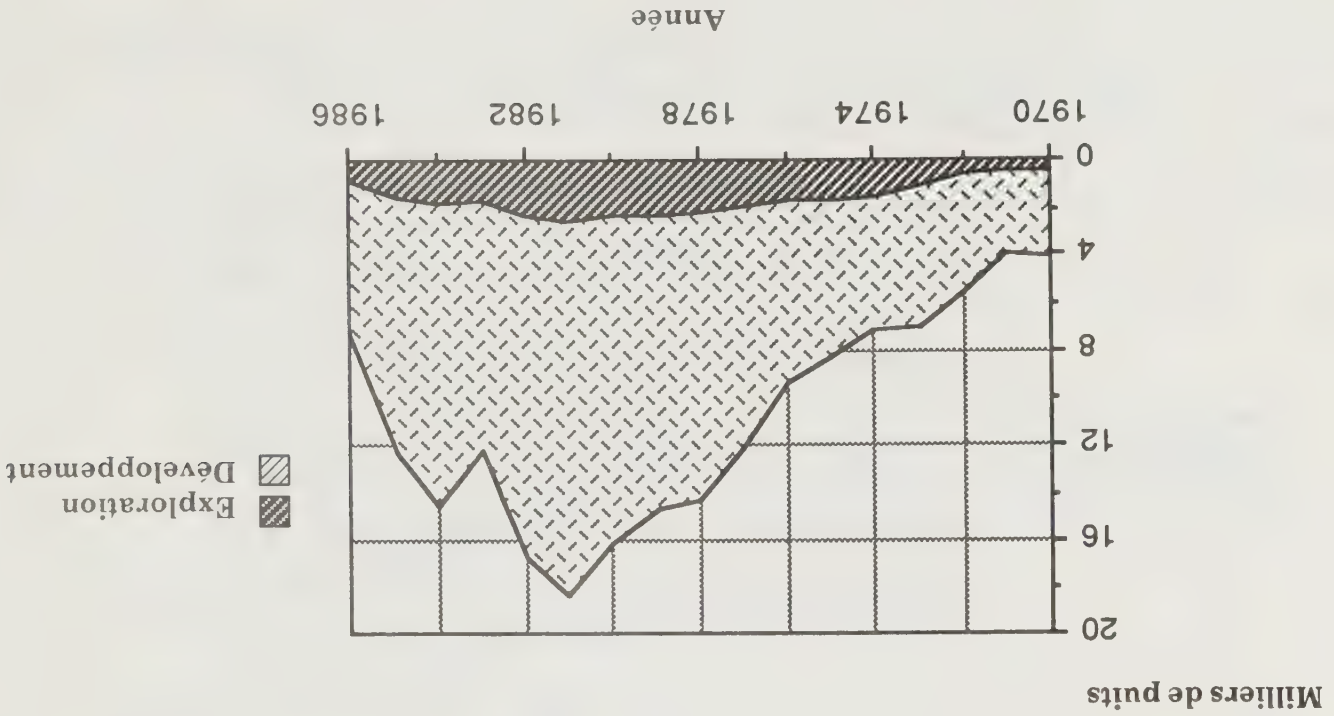
Source:

Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 46.

Les activités de forage aux États-Unis dans le secteur du gaz se sont multipliées au cours des années 70 pour atteindre un sommet en 1981, le nombre de puits producteurs forés étant passé d'environ 4 000 en 1970 à plus de 18 000 en 1981. La crise du pétrole de 1973-1974, allée à des pénuries régionales de gaz dans les années 70, a eu pour effet de faire tripler le nombre de puits de gaz producteurs entre 1970 et 1977. La *Natural Gas Policy Act* de 1978 et la deuxième crise du pétrole ont contribué à l'intensification des activités de forage jusqu'en 1981. Depuis, elles ont nettement diminué, surtout en 1986-1987. En 1986, les complétions de puits de gaz producteurs étaient à leur niveau le plus bas depuis 1974; 900 puits ont en fait été complétés cette année-là, ce qui ne s'était jamais vu depuis 1972. Les données disponibles jusqu'au premier semestre de 1987 indiquent une diminution encore plus considérable des activités. Le diagramme 5 représente les activités de forage gazier aux États-Unis pour la période 1970-1986, réparties en forage exploratoire et en forage de mise en valeur.

Une caractéristique intéressante du forage gazier aux États-Unis est que les complétions de puits exploratoires n'ont représenté qu'entre 12% et 21% de tous les puits de gaz producteurs complétés de 1970 à 1986. La grande partie de ces activités a consisté en un forage des gisements établis. Au cours du premier semestre de 1987, les puits exploratoires sont intervenus pour 14,2% de toutes les complétions de puits de gaz producteurs comparativement à 12,5% en 1986.

DIAGRAMME 5: Forage d'exploration et de mise en valeur des puits de gaz producteurs aux États-Unis, 1970-1986

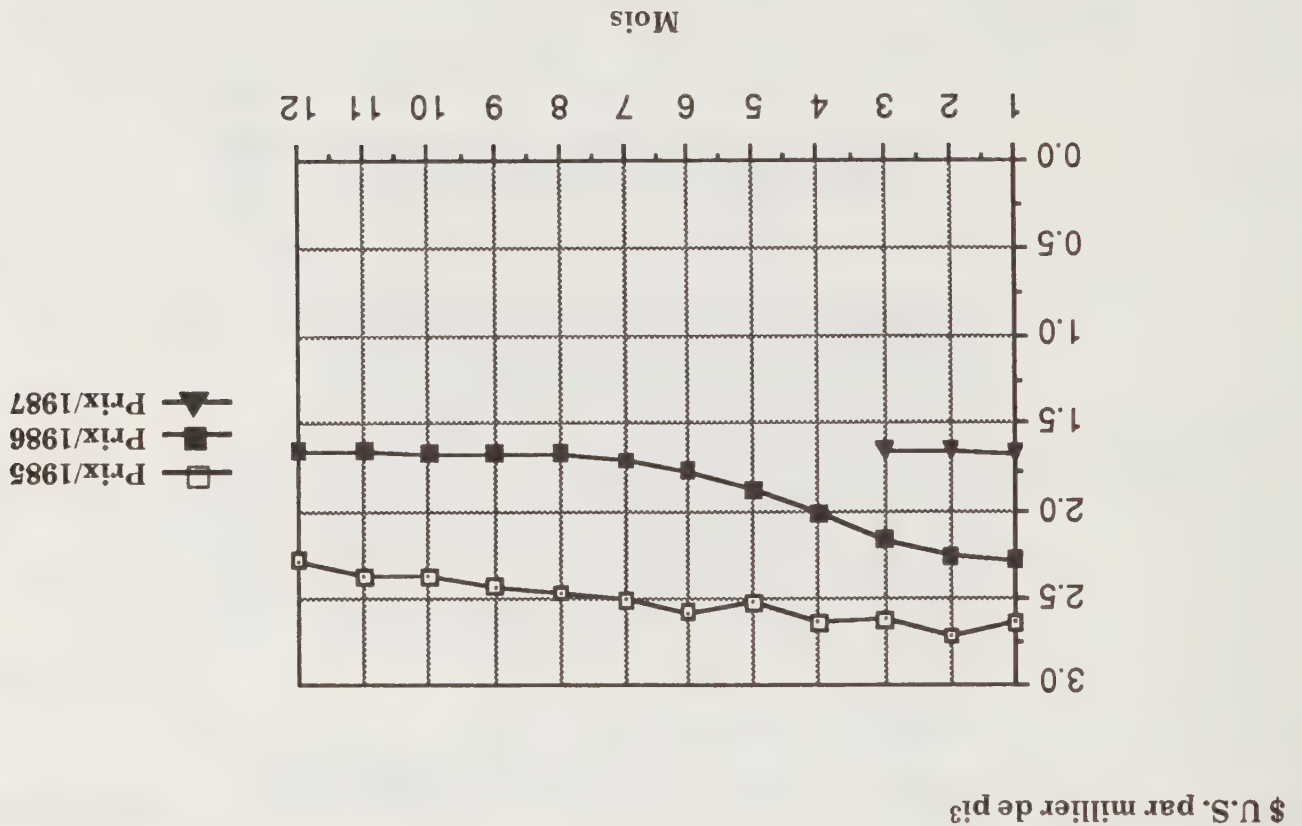


Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 28.

Un nouvelle structure des prix du gaz s'est fait jour vers le milieu de l'année 1986, cependant, et a persisté jusqu'en 1987: la dissociation des prix du gaz et du pétrole. La concurrence dans le secteur du gaz s'est accrue en raison du surplus persistant des approvisionnements en gaz américains (l'excédent) et a influé sur l'établissement des prix à court terme. Ainsi, les prix du gaz à la tête de puits n'ont pas suivi la trajectoire du prix du brut lorsqu'il s'est rétabli à 18 à 20 dollars U.S. le baril. Au cours de l'hiver 1986-1987, le prix du gaz à la tête de puits s'est stabilisé à environ 1,65 dollar U.S. par millier de pi³, soit à environ un dollar de moins le millier de pi³ qu'au début de 1985. Le diagramme 4 indique le prix mensuel moyen du gaz naturel à la tête de puits de janvier 1985 à mars 1987.

Le diagramme 4 illustre l'érosion des prix du gaz en 1985, suivie par une baisse plus rapide au cours du premier semestre de 1986, le prix moyen du gaz naturel à la tête de puits suivant la dégringolade de celui du pétrole. Par la suite, le prix du gaz s'est stabilisé au nouveau niveau plus bas, la concurrence prenant de l'ampleur entre les producteurs.

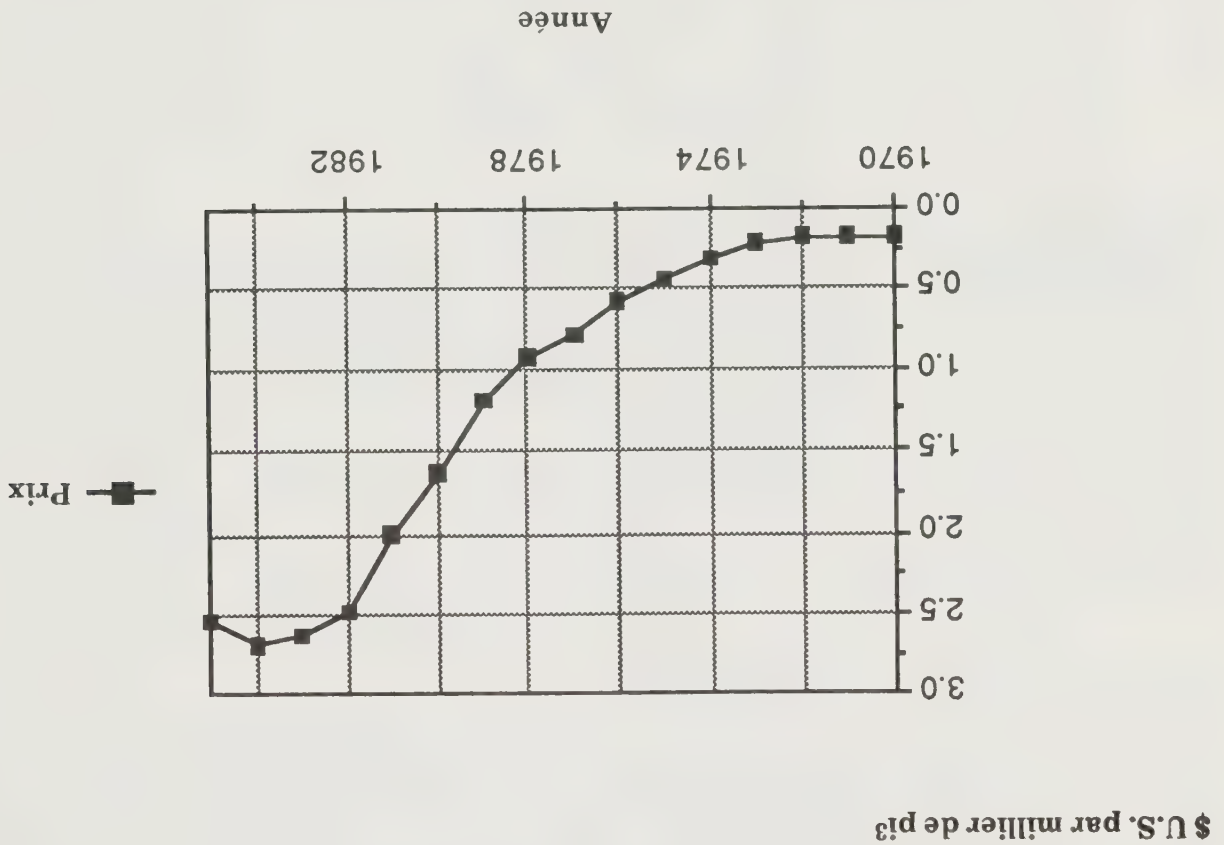
DIAGRAMME 4: Prix annuel moyen du gaz à la tête de puits aux Etats-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) janvier 1985 - mars 1987



Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 26.

Après avoir augmenté de façon constante aux Etats-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) entre 1970 et 1984, le prix du gaz naturel à la tête de puits a commencé à diminuer en 1985, comme le montre le diagramme 3. L'effondrement des prix du pétrole brut au cours du premier semestre de 1986 a contribué à faire baisser encore davantage le prix du gaz à la tête de puits, les producteurs de gaz cherchant à soutenir la concurrence du mazout au bec du brûleur. Les prix au comptant du gaz à la tête de puits étaient généralement fonction des rentées nettes au bec du brûleur, et ont ainsi pu être rajustés rapidement en fonction des variations des prix du pétrole.

DIAGRAMME 3: Prix annuel moyen du gaz à la tête de puits aux Etats-Unis (moins l'Alaska et Hawaii), 1970-1985



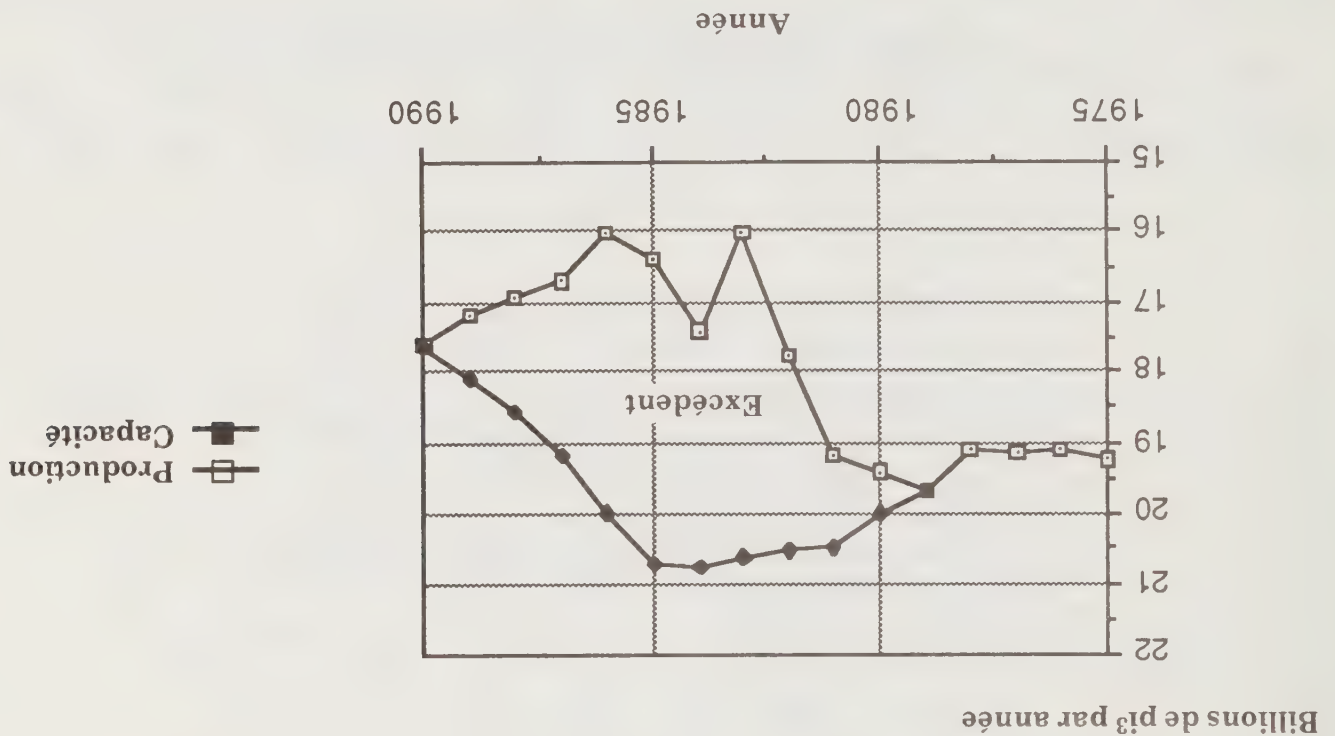
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, (Massachusetts), 1987, p. 26.

L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel aux États-Unis

A. L'offre et la demande de gaz naturel

La capacité de production de gaz naturel aux États-Unis, ou les possibilités de livraison, excède actuellement la demande intérieure de gaz naturel. L'excédent de gaz est la différence entre la production américaine réelle et la capacité de production. Il y a à l'heure actuelle environ 240 000 puits de gaz producteurs aux États-Unis sans compter la production de gaz des gisements pétroliers. L'excédent s'est tout d'abord manifesté en 1980, lorsque la capacité de production s'est accrue par suite d'activités intensifiées de forage même si la demande était à la baisse. Le diagramme 2 indique la durée et l'importance de l'excédent de gaz selon l'*American Gas Association* (AGA). L'excédent a atteint un maximum de près de 4,6 billions de pi³ en 1983 et était passé à environ 4 billions de pi³ en 1986. L'AGA a évalué à 2,5 billions de pi³ l'excédent pour l'année 1987, celui-ci disparaissant pratiquement en 1990. Selon l'analyse de l'AGA, les achats annuels américains de gaz canadien devraient être de l'ordre d'un billion de pi³ environ à la fin des années 80.

DIAGRAMME 2: Comparaison de la capacité de production de gaz aux États-Unis et de la production réelle, 1979-1990



Source: American Gas Association *Natural Gas Production Capability 1987-1990*, Issue Brief 1987-7, 13 juillet 1987, Arlington (Virginie), p. 4 et 6.

Les conventions TOPGAS étaient inhabituelles en ce sens que les consortiums ont avancé environ 2,65 milliards de dollars aux producteurs, sans que le gaz en question ne serve de garantie. À ce moment-là, la position dominante de la TCPL sur le marché, garantissait en fait, que les avances de la TOPGAS seraient remboursées. Advenant la faillite d'un producteur, un séquestre n'aurait eu d'autre choix que de vendre le gaz à la TCPL, puisqu'elle était le seul débouché pratique pour les producteurs. L'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel d'octobre 1985, a renversé cette hypothèse de la domination du marché.

Parce que du gaz acheté directement, pourrait remplacer des quantités importantes de gaz de la TCPL, les fondements des conventions TOPGAS ont été ébranlés à trois égards: (1) le remplacement du gaz de la société nécessiterait l'échelonnement des frais de crédit de la TOPGAS, sur un plus petit volume de ventes, alors que le gaz concurrentiel acheté directement, pourrait entraîner une baisse des prix, (l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel entraînera une négociation annuelle des prix pour les contrats de gaz de réseau); empêchant peut-être ainsi certains producteurs, d'honorer les obligations contractées; (2) si les ventes de gaz de la TCPL étaient gravement touchées, elle pourrait devoir faire face à de nouveaux paiements obligatoires, en dépit des achats minimaux renégociés; et (3) advenant des faillites de producteurs, un séquestre pourrait désormais vendre du gaz directement, sans avoir à se soucier de la TOPGAS.

La solution à laquelle en est arrivée l'Office national de l'énergie a consisté à imposer des droits liés à la demande à l'égard des volumes opérationnels de gaz naturel, plutôt que des volumes prévus par contrats. Le volume de la demande opérationnelle pour chaque société de distribution a été défini, comme le volume de la demande contractuelle précisé dans le contrat avec la TCPL, moins le volume de toutes les ventes directes de substitution dans la zone desservie. Cette approche a réglé le problème de l'imposition de frais en double liés à la demande. En outre, les achats directs (gaz acheté hors-réseau) devraient également servir au paiement des frais financiers de la TOPGAS, quoique à un taux deux fois moins élevé environ que celui prévu dans le cas du gaz du réseau. Ainsi, le gaz acheté hors-réseau entraîne des frais équivalant à environ 50% des frais financiers de la TOPGAS, selon les méthodes de calcul utilisées pour le gaz du réseau.

devenait pour elle un obstacle de taille. De toute évidence, une solution plus globale au problème s'imposait. C'est pour cette raison qu'a été signée la première convention TOPGAS.

La convention TOPGAS I a été proposée en 1982, et est entrée en vigueur à l'automne de la même année. Elle prévoyait la création d'une nouvelle société, la *TOPGAS Holdings Ltd.* TOPGAS est un consortium de trente banques et établissements financiers nationaux et étrangers, qui a assumé les engagements en cours de la TCPL, au titre des paiements obligatoires, et avancé la somme de 2,3 milliards de dollars aux producteurs de gaz liés à la société, qui ont de ce fait endossé son obligation contractuelle en échange de paiements en espèces en période difficile. De ce montant, un milliard de dollars correspondaient à des paiements déjà versés par la TCPL aux producteurs: ces derniers ont en revanche été obligés de lui rembourser ce montant, lui permettant ainsi de radier de son bilan, la dette d'un milliard de dollars qu'elle avait contractée en les payant. Le reste de l'avance aux producteurs, environ 1,3 milliard de dollars, avait trait à des paiements obligatoires pour les années contractuelles 1980-1981 et 1981-1982.

De cette somme de 1,3 milliard de dollars, environ un milliard de dollars représentaient des paiements auxquels les producteurs de gaz avaient déjà accepté de renoncer en vertu du programme de répartition en vigueur, (par lequel les producteurs avaient convenu de réduire à 80% des niveaux contractuels, les quantités minimales que la TCPL était tenue d'acheter). En échange de ces paiements, les producteurs ont accepté de réduire les paiements obligatoires futurs de la TCPL à 60% de l'obligation contractuelle annuelle minimale pour 1981-1982, ou à 75% de l'obligation annuelle minimale de la TCPL pour l'année en question, selon le moins élevé des deux chiffres obtenus.

Les ventes de gaz de la TCPL ne se sont pas améliorées au cours de l'année contractuelle 1982-1983, et elle n'a pas pu acheter les quantités minimales auxquelles elle était tenue en vertu de la convention TOPGAS I. C'est ainsi qu'a été créé le *TOPGAS Two Inc.*, un consortium de vingt banques et établissements financiers nationaux et étrangers, qui ont avancé la somme supplémentaire de 350 millions de dollars aux producteurs, pour du gaz dont il n'avait pas été pris livraison au cours de l'année contractuelle 1982-1983. Par contre, ils ont dû accepter que l'obligation annuelle minimale de la TCPL pour 1983-1984, soit ramenée à 50% de l'obligation pour 1981-1982, et à 50 à 60% de celle de 1981-1982, au cours des années subséquentes, (selon les taux de livraison réels des deux années précédentes). Une fois de plus, la TCPL a pu radier de son bilan la dette contractée au titre des paiements obligatoires, puisqu'elle a été assumée par la *TOPGAS Two Inc.*

Les producteurs de gaz liés à la TCPL ont commencé à rembourser les avances de la TOPGAS en novembre 1984. La dette sera acquittée en 1994.

Les producteurs sont redevables du capital et des intérêts dus sur les avances de la TOPGAS; la TCPL fait fonction d'agence de recouvrement, mais elle a néanmoins, envers le consortium TOPGAS, une responsabilité illimitée, dans le cas du défaut de paiement des frais financiers de la part des producteurs; elle est également redevable d'une somme pouvant aller jusqu'à 355 millions de dollars, si les producteurs ne remboursaient pas le capital.

livraison du gaz naturel ne suffisaient plus à combler la demande et qu'aucune nouvelle exportation ne devrait donc être autorisée. Entre 1971 et 1973, le gaz et le pétrole brut se firent de plus en plus rares au Canada et l'embargo sur le pétrole des pays arabes fit naître de nouvelles craintes. Le Canada semblait devoir connaître une pénurie de gaz naturel et de brut léger classique, et les sociétés de distribution de gaz s'inquiétaient de la sécurité à long terme de leurs approvisionnements.

Entre 1974 et 1976, la TCPL chercha activement à conclure des contrats pour de nouveaux approvisionnements en gaz de l'Alberta, incitant ainsi les producteurs à établir de nouvelles réserves. Elle s'engagea à hausser le seuil des volumes minimaux et passa avec les producteurs des contrats en vertu desquels ils pouvaient inclure des volumes supplémentaires de gaz découvert dans des zones précises.

Ainsi même que la TCPL cherchait à augmenter ses approvisionnements en gaz, les négociations entre le gouvernement fédéral et l'Alberta suivaient leur cours à la suite de l'embargo et de la première crise des prix du pétrole. Les prix du gaz naturel furent réglementés le 1^{er} novembre 1975 et les dispositions des contrats d'achat de la TCPL s'y rapportant s'en trouvèrent annulées.

L'augmentation des prix du gaz ralentit la croissance de la demande des consommateurs, mais incita les producteurs à établir de nouvelles réserves. Au début de 1977, la TCPL cessa de passer de nouveaux contrats d'approvisionnement, mais la quantité de gaz dont elle disposait n'en continua pas moins à augmenter, les producteurs étant doublement encouragés, par des prix élevés et la possibilité de pousser les ventes minimales de gaz par le biais de contrats établis en fonctions des zones. Par ailleurs, la réglementation empêchait la TCPL de commercialiser le gaz à des prix moins élevés dans l'espoir d'imprimer un nouvel élan à la demande.

C'est au cours de l'année contractuelle 1987-1988 que les paiements obligatoires ont pour la première fois représenté une lourde dette pour la TCPL puisqu'elle a dû verser aux producteurs 134 millions de dollars pour du gaz dont elle n'a pas pu prendre livraison. Croyant que le problème n'était que passager et que la demande intérieure de gaz allait bientôt reprendre, la TCPL a continué à payer le plein montant pour du gaz dont elle n'avait pas besoin jusqu'à l'année contractuelle 1979-1980.

En 1980, au lendemain de la révolution iranienne et à la veille de la guerre irano-iranienne, le gouvernement fédéral entreprit de fixer le prix du gaz naturel à 65% du prix du brut sur une base énergétique équivalente. En dépit du prix relativement faible du gaz en comparaison de celui de pétrole, la demande de gaz continua à stagner au Canada. Parallèlement, les producteurs du réseau de la TCPL continuèrent à exploiter leurs contrats établis en fonction des zones, par le biais de programmes intensifs de forage, faisant ainsi augmenter les approvisionnements contractuels de la TCPL. Parce qu'il lui devenait de plus en plus difficile de remplir ses obligations de paiement, la TCPL négocia avec ses producteurs un nouveau programme de répartition qui fit passer à 80% des niveaux prévus, les quantités minimales qu'elles seraient tenues d'acheter aux cours des années contractuelles 1980-1981 et 1981-1982.

À la fin de 1981, la TCPL avait versé un milliard de dollars pour du gaz dont elle n'avait pas pu prendre livraison, et le maintien des paiements obligatoires

E. Le problème des paiements obligatoires

personnel, sur L'énergie au Canada - Offre et demande*. Cette étude comprend des prévisions sur l'offre au Canada concernant tous les principaux produits énergétiques, y compris l'électricité, le pétrole et le gaz naturel, et sur la demande d'énergie canadienne tant au Canada qu'à l'extérieur.

L'Office entend aussi publier périodiquement des rapports d'analyse de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel. Ces rapports traiteront de l'évolution récente des marchés du gaz naturel et des perspectives qu'ils offrent à court terme; ils contiendront également des commentaires sur les activités de concurrence sur le marché, sur l'utilisation des pipelines au Canada, et aux fins d'exportations et sur la quantité et la qualité des approvisionnements en gaz.

La *TransCanada Pipelines Limited* a vu le jour en octobre 1958. Elle a traditionnellement fonctionné selon le principe de l'achat-vente, achetant la plus grande partie du gaz naturel destiné à être transporté par son réseau pour être revendu aux sociétés de distribution locale sur le marché canadien à l'est de l'Alberta. Jusqu'à tout récemment, la TCPL n'était nullement tenue de transporter du gaz pour des tierces parties.

C'était un arrangement pratique au début, puisque la TCPL reliait des centaines de petits producteurs de gaz de l'Ouest du Canada à de nouvelles sociétés de distribution, principalement du sud de l'Ontario, qui pouvaient ainsi se consacrer essentiellement au développement du marché dans les zones qu'elles desservaient. A l'extrémité est du réseau, la TCPL assurait aux distributeurs de gaz des services, tant de transport que d'acquisition.

La TransCanada a toujours conclu avec les producteurs de l'Alberta, pour son approvisionnement en gaz, des accords comportant des clauses de paiement obligatoires, en vertu desquelles elle était tenue d'acheter les volumes minimums prévus. Si elle ne les prenait pas, elle était quand même obligée de les payer, et avait le droit d'en prendre livraison dans un délai prescrit, faute de quoi, elle devait renoncer au droit d'obtenir ce gaz payé par anticipation.

Les clauses de paiement obligatoires ne sont pas uniques au Canada - elles sont pratique courante aux Etats-Unis également. Le paiement obligatoire assure aux producteurs de gaz un minimum de liquidités leur servant à financer des activités futures de prospection et de mise en valeur. En revanche, les contrats d'achat de gaz à long terme ont aidé les sociétés pipelinières à financer la construction de nouvelles installations de collecte et de transport, car elles étaient assurées des approvisionnements contractuels nécessaires à la bonne marche de leurs opérations.

Dans les années 60, la demande intérieure et extérieure de gaz naturel était à la hausse et les clauses comportant des livraisons minimales ne posaient aucun problème pour la TCPL. En 1967, la tendance à la hausse s'accrut et, vers le milieu de 1971, l'Office national de l'énergie en vint à la conclusion que les possibilités de

Conclue le 1^{er} novembre 1985 par les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel permettait d'établir pour le gaz naturel des prix administrés par le gouvernement de façon que la transition à un régime axé sur les conditions du marché s'échelonne jusqu'au mois d'octobre 1986. À la fin de l'année de transition, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'ONE de réexaminer encore une fois sa méthode de calcul des excédents de gaz. L'Office a donné suite à sa demande et a conclu que la méthode fondée sur le rapport réserves-production ne convenait pas dans le contexte du nouveau régime de tarification axé sur les conditions du marché. En conséquence, le 9 septembre 1987, l'Office a annoncé sa nouvelle méthode de calcul des excédents de gaz naturel canadien disponibles aux fins d'exportation, méthode de calcul axée sur les conditions du marché.

Dans un communiqué en date du 9 septembre 1987, l'ONE a résumé sa nouvelle méthode en ces termes:

L'Office prendra deux moyens pour s'assurer que le gaz naturel qui fait l'objet d'une demande de licence d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins du Canada : le premier se situe dans le cadre des audiences publiques visant à instruire les demandes d'autorisation d'exporter du gaz naturel; le deuxième est la surveillance permanente des marchés.

Dans le cadre des audiences publiques, la méthode de calcul axée sur les conditions du marché comportera les trois éléments suivants :

1) *Méthode d'intervention en fonction des plaintes* - Au cours de l'audience publique, l'Office étudiera les plaintes déposées par les consommateurs canadiens, selon lesquelles ils ne peuvent passer de nouveaux contrats d'approvisionnement en gaz à des modalités semblables à celles prévues dans les demandes d'exportation, y compris à des prix équivalents. Si l'Office juge fondée une plainte selon laquelle les Canadiens n'ont pu passer des contrats de gaz selon des modalités semblables, il peut rejeter la demande, ou reporter sa décision finale jusqu'à ce qu'on ait donné l'occasion de corriger la situation.

2) *Évaluation de l'incidence des exportations* - L'Office exigera que les requérants de licences d'exportation présentent une évaluation de l'incidence des exportations, afin d'être en mesure de déterminer, si une exportation envisagée risque d'empêcher le Canada de satisfaire ses propres besoins énergétiques aux prix du marché.

3) *Établissement de la conformité à l'intérêt public* - Comme l'exige l'article 83 de la Loi, l'Office continuera de tenir compte de tous les autres facteurs jugés pertinents, pour déterminer si les licences d'exportation proposées sont conformes à l'intérêt public national.

Dans le cadre de sa nouvelle méthode de calcul, l'Office continuera de publier son étude bienale, effectuée par son propre

du brut et du gaz naturel en 1986. En outre, le problème des paiements obligatoires a persisté et l'ONE a modifié ses critères relatifs aux approvisionnements pour rendre le gaz naturel plus facilement accessible aux marchés d'exportation.

D. Evolution des critères de L'ONE relatifs aux approvisionnements

De 1960 à 1986, l'ONE a appliqué des critères stricts pour déterminer la quantité de gaz qui était excédentaire par rapport aux besoins du Canada et qui, de ce fait, était disponible pour l'exportation. C'est l'article 83 de la Loi sur l'Office national de l'énergie qui a incité l'Office à adopter cette approche; cet article stipule qu'avant de pouvoir délivrer des licences pour l'exportation de gaz naturel:

... l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes et, sans limiter la généralité de ce qui précède, il doit notamment

(a) s'assurer que la quantité de ... gaz ... à exporter ne dépasse pas l'excédent après la déduction voulue pour les besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard, dans le cas d'une demande d'exportation de ... gaz, à l'orientation de la découverte ... du gaz au Canada ...

La formule utilisée pour le calcul des réserves de 1960 à 1986 mettait de côté des réserves établies de gaz équivalant à 25 fois la demande canadienne pour l'année courante (25A1), en plus du volume maximal de gaz autorisé aux termes des licences d'exportation en vigueur. L'excédent des réserves était considéré comme un surplus et disponible pour l'exportation. Le coefficient 25 représentait la durée des licences d'exportation délivrées quand l'Office en était à ses débuts, c'est-à-dire lorsqu'il fallait délivrer des licences à long terme pour financer le nouveau pipeline.

Un autre critère concernant les possibilités de livraison a été établi en 1979 et appliqué jusqu'en 1986. Ce critère comparait, d'une année à l'autre, les prévisions de l'Office au sujet de l'offre et de la demande futures. On prévoyait l'offre à partir des réserves établies et des futurs ajouts aux réserves. Pour calculer la demande, on ajoutait les projections concernant les besoins canadiens aux exportations prévues aux termes des licences en vigueur (c'est-à-dire les volumes d'exportation réellement prévus et non pas le volume maximal autorisé).

À l'occasion d'audiences qui ont eu lieu en 1985, l'Office a révisé sa méthode de calcul des excédents de gaz disponibles pour l'exportation et, en avril 1986, il a modifié ses critères pour s'appuyer sur ce qu'il a appelé le rapport réserves/production. Cette méthode était fondée sur le maintien de réserves représentant 15 fois la production annuelle totale, et comprenait des calculs des ajouts annuels aux réserves établies, des prévisions concernant la demande intérieure et des prévisions d'exportation aux termes des autorisations en vigueur. En outre, une vérification de la capacité de production permettait de confirmer la capacité de production d'une année à l'autre de façon que la demande totale prévue puisse être satisfaite durant chaque année visée par la projection.

4. Le Plan de stimulation du marché du gaz naturel, en vertu duquel les producteurs de l'Alberta offrent une réduction de prix aux consommateurs industriels de l'Est du Canada, sera prolongé d'un an, soit jusqu'au 30 avril 1986.
5. Les paiements dans le cadre du Programme de stimulation du marché que l'Alberta verse au gouvernement du Canada, prendront, fin après le versement des paiements touchant le gaz livré jusqu'au 30 avril 1986, ou au moment où sera atteint le maximum de 160 millions de dollars prévu pour les paiements supplémentaires, selon la situation qui surviendra en premier.

C. L'Entente de 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel

Après l'Accord de l'Ouest, une autre entente sur les marchés et les prix du gaz naturel est intervenue le 31 octobre 1985, entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Le but de cette nouvelle entente était de permettre que la transition à une tarification axée sur les conditions du marché se fasse de façon ordonnée, par la création d'un environnement, où les acheteurs et les vendeurs, pourraient négocier librement les prix du gaz et les autres conditions des transactions connexes.

L'Entente reposait sur trois principes.

1. À partir du 1er novembre 1986, les prix de tout gaz naturel faisant l'objet d'échanges interprovinciaux seront déterminés par des négociations entre acheteurs et vendeurs. Cela permettra d'améliorer immédiatement l'accès aux approvisionnements de gaz naturel pour les acheteurs canadiens, et aux marchés du gaz naturel pour les producteurs canadiens; en même temps, cela aura pour effet de protéger la demande raisonnablement prévisible de gaz naturel au Canada.

2. C'est au cours de la période de 12 mois commençant le 1er novembre 1985, que s'effectuera la transition à un régime de tarification totalement axé sur les conditions du marché. Tandis que les prix seront encore prescrits par les gouvernements, des mesures immédiates seront prises pour permettre aux consommateurs de gaz de conclure avec les producteurs des accords d'approvisionnement à prix négociés (ventes directes). Ces prix seront ensuite rapidement entérinés par les gouvernements dans le contexte du régime administratif. Après cette période de transition, ventes et achats de gaz naturel seront librement négociés et les prix ne seront plus prescrits.

3. Les signataires de l'Entente ont l'intention de favoriser un marché concurrentiel du gaz naturel au Canada, qui respecte toutefois le caractère réglementé des secteurs du transport et de la distribution de l'industrie du gaz. À cet égard, les gouvernements s'engagent, sans réserves, à maintenir ce régime pour l'avenir prévisible, après la fin de la période de transition au nouveau régime de commercialisation et de tarification.

En réalité, la déréglementation ne s'est pas faite aussi facilement que l'Entente le prévoyait, en partie parce que l'on n'avait pas prévu la chute vertigineuse des prix

La déréglementation du marché du gaz canadien

A. La période de 1975 à 1985

À partir de 1975, à la suite de la première flambée des prix du pétrole des pays de l'OPEP, le prix du gaz naturel albertain vendu en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec a été administré aux termes d'un accord intervenu entre le gouvernement du Canada et celui de l'Alberta. Durant la décennie qui a suivi, le prix du gaz naturel était fonction du prix administré du brut.

De 1975 à 1981, le prix du gaz a été fixé à environ 85% du prix du brut, sur une base énergétique équivalente. De 1981 jusqu'au début de 1985, ce pourcentage a été fixé à 65%. Aux termes de l'Accord de l'Ouest, les deux gouvernements ont convenu de bloquer le prix du gaz naturel à la frontière albertaine à 2,79 \$ le gigajoule (GJ) pour la période du 1^{er} avril au 1^{er} novembre 1985.

B. L'Accord de l'Ouest de 1985

Les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont conclu, le 28 mars 1985, une entente visant à modifier le régime de taxation et de tarification de l'énergie, alors en vigueur. Les quatre gouvernements ont convenu qu'un régime de tarification réactif au marché, aussi bien pour le pétrole que pour le gaz, et un régime fiscal fondé sur l'imposition des profits stimulerait l'investissement et la création d'emplois dans le secteur énergétique tout en augmentant le degré de sécurité énergétique pour les Canadiens.

La partie II de l'Accord, intitulée « Tarification du gaz naturel canadien », contenait cinq dispositions visant à faciliter l'instauration d'un régime de tarification du gaz naturel réactif au marché.

1. Le prix à la frontière de l'Alberta demeurera au niveau actuel jusqu'à la mise en application d'un nouveau régime de tarification du gaz naturel canadien, le 1^{er} novembre 1985 ou avant cette date.

2. Un groupe de travail composé de hauts fonctionnaires du gouvernement fédéral et des provinces productrices collaborera avec toutes les parties intéressées, y compris les provinces consommatrices et l'industrie, à l'élaboration d'un mécanisme de tarification plus souple et réactif au marché, le 1^{er} novembre 1985 ou avant cette date.

3. La subvention visant les tarifs de la TransCanada Pipeline, accordée en vertu du Programme fédéral d'aide au transport du gaz naturel, sera éliminée, tout comme la Redevance spéciale pour la canadianisation.

À la fin de 1987, Les réserves établies du Canada de gaz naturel totalisaient 95,6 billions de pi³. Sur ce total, 71,6 billions de pi³.(74.9%) se trouvent dans les régions productrices classiques du Canada, et 24.0 billions de pi³.(25.1%) dans ses régions « pionnières » (l'archipel arctique, la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, et la région continentale située au nord du 60^e parallèle). Parmi les régions productrices classiques du Canada, c'est l'Alberta qui recèle la majeure partie des réserves, soit 61,3 billions de pi³. Le tableau 2 présente des données sur les réserves gazières du Canada à la fin de 1987. Le tableau 2 indique aussi, à l'aide de statistiques sur la production de 1987, la part des réserves consommée annuellement.

Tableau 2: Réserves et production de gaz naturel au Canada, en 1987

Région	Réserves établies (en billions de pi ³)	Production (en billions de pi ³)
Régions classiques		
Colombie-Britannique	7.47	0,28
Alberta	61,33	2,46
Saskatchewan	2,16	0,09
Ontario	0,64	0.01
Régions pionnières		
Région continentale	0,40	(a)
Delta du Mackenzie / Mer de Beaufort	9,17	-
Archipel arctique	14,43	-
Total	95,59	2,84

(a): La production de gaz de 1987 de la partie continentale des Territoires a été inférieure à 0,005 billion de pieds cubes.
Source: Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date, tableau II-2.

Le rapport réserves/production (R/P) est de presque 34 ans pour le Canada. Ce rapport a été obtenu à partir de la production de 1987 (2,84 billions de pieds cubes) et le total des réserves établies (95,6 billions de pieds cubes). Toutefois, pour l'Alberta seule, le rapport réserves/production est de 25 ans, cette province détenant 64% des réserves établies du Canada, mais ayant produit 87% du gaz naturel canadien en 1987.

L'Association pétrolière du Canada n'a pas encore attribué de réserves établies aux régions au large des côtes de l'est du Canada.

DIAGRAMME 1: Production, consommation et exportations de gaz canadien, 1960-1986.



Source: Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date, tableaux III-10, VII-2/2A et XI-1

B. Réserves de gaz naturel

Selon les évaluations de l'Association pétrolière du Canada, le Canada détendrait environ 95,6 billions de pi³ de réserves de gaz naturel, soit environ 2,5% des réserves de gaz mondiales qui sont de 3 797 billions de pi³. (À l'heure actuelle, le marché n'y a toutefois pas entièrement accès car une bonne partie n'est reliée à aucun réseau pipeline). Une telle part place le Canada en neuvième position, juste avant le Mexique et loin derrière l'URSS qui occupe le premier rang avec des réserves établies de 1450 billions de pi³ (38,2% des réserves mondiales). Les États-Unis se classent troisièmes, derrière l'Iran, avec des réserves établies estimées à 186,7 billions de pi³ (4,9% des réserves mondiales). En termes de production brute (avant l'extraction des liquides du gaz naturel et comprenant les utilisations et les pertes sur le terrain et dans les gazoducs), le Canada s'est classé troisième en 1987, produisant 3,47% billions de pi³ ou 5,1% de la production mondiale, ce qui indique que le Canada produit plus qu'il n'a de réserves par rapport à d'autres grands pays producteurs (à l'exception évidemment des États-Unis qui détenaient 4,9% des réserves mondiales établies à la fin de 1987, mais qui ont produit 25,1% du gaz dans le monde l'an dernier.

au pays. Le tableau 1 donne une idée de l'importance relative de la consommation de gaz par région pour 1986.

Le diagramme 1 présente l'évolution de la production, de la consommation et des exportations de gaz naturel canadien depuis 1960. Les importations de gaz naturel ont été très peu importantes pendant toute la période et ne sont donc pas montrées sur ce diagramme. Les statistiques ont été établies pour le gaz naturel marchand ou de qualité pipeline, c'est-à-dire dont on a éliminé tout ou partie des liquides de gaz naturel (LGN) par traitement. Les chiffres de la consommation incluent les ventes par les distributeurs de gaz naturel au Canada, et excluent le gaz utilisé ou perdu dans les champs et les pipelines. Les données qui étaient exprimées en millions de mètres cubes par jour dans la source, ont été converties en millions de pieds cubes par jour (M³/jour), à raison de 35,5 pieds cubes environ pour un mètre cube. Le diagramme montre bien la diminution des ventes à l'exportation survenue depuis 1973. Mais les exportations ont presque atteint en 1987 leur niveau de 1973, et sont même supérieures pour le premier semestre de 1988.

Tableau 1: Proportion de la consommation énergétique primaire imputée au gaz naturel, dans les diverses régions canadiennes, en 1986

Region	Gaz	Pétrole	Charbon	Hydro-électricité	Electricité nucléaire	Autre
Atlantique	-	65,0	15,5	8,0	3,2	8,3
Québec	13,0	42,9	1,5	36,9	0,9	4,8
Ontario	28,8	37,2	17,2	5,3	7,8	3,7
Manitoba	30,6	42,3	2,0	23,5	-	1,6
Saskatchewan	29,5	36,7	28,1	3,5	-	2,2
Alberta	39,2	34,1	24,9	0,4	-	1,4
Colombie-Britannique	21,9	37,5	1,0	20,1	-	19,5
Yukon & T.N.-O.	4,1	87,6	-	8,3	-	-
Canada	24,7	40,2	13,7	12,8	3,2	5,4

Source: Canada, Énergie, Mines et Ressources, Guide statistique sur l'énergie, Ottawa, sans date, pages 2.0.6A et 2.0.6B

L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel au Canada

A. L'offre et la demande de gaz naturel

La consommation de gaz naturel au Canada s'est accrue d'une façon phénoménale depuis les années 50; de nos jours, le gaz est le deuxième produit en importance de notre système énergétique national. En 1986, la production de gaz marchand au Canada (gaz de qualité pouvant être acheminé par pipeline et dont on a extrait les liquides) a atteint 2 728 petajoules (10¹⁵ joules ou PJ) ou environ 28% de notre production nationale d'énergie primaire. Seul le pétrole (y compris le gaz de pétrole liquifié ou GPL extrait de gaz naturel brut) l'a devancée, représentant 40% de notre production énergétique primaire.

En 1986, environ 25% de la demande d'énergie primaire canadienne visait le gaz naturel. La demande de gaz naturel par habitant est d'ailleurs passée de 40,1 gigajoules (10⁹ joules ou GJ) en 1965 à 94 GJ en 1985.

Les statistiques sur les ventes canadiennes de gaz naturel par catégorie de service, révèlent que le secteur industriel est le principal consommateur de gaz au pays. En 1985, les utilisateurs industriels en ont acheté 0,94 billion de pi³ (à des fins énergétiques et autres), soit plus que le secteur résidentiel (0,45 billion de pi³) et le secteur commercial (0,38 billion de pi³) réunis. Depuis 1973, les producteurs de gaz tirent la majeure partie de leurs revenus de leurs ventes à l'industrie. À la fin de 1985, l'industrie du gaz au Canada comptait environ 3 047 400 clients dans le secteur résidentiel, 332 400 dans le secteur commercial et 16 300 dans le secteur industriel. Cette année-là, la clientèle du secteur résidentiel a payé, en moyenne, 5,28 \$ par mille pi³, celle du secteur commercial 4,49 \$, et les acheteurs industriels, 3,57 \$. Pour l'ensemble des acheteurs de gaz naturel au Canada, le prix moyen versé en 1985 était de 4,20 \$ le mille pi³.

La consommation de gaz au Canada est étayée par un vaste réseau pipeline qui, à la fin de 1985, comprenait 19 692 miles (31 690 kilomètres) de conduites de collecte, 35 012 miles (56 343 kilomètres) de conduites de transport et 77 923 miles (125 398 kilomètres) de conduites de distribution, pour un gazoduc d'une étendue de 132 627 miles (213 431 kilomètres).

La consommation de gaz naturel au pays fluctue considérablement selon les régions. En Alberta, le gaz représente plus de 39% de la consommation énergétique primaire et l'emporte sur le pétrole. Dans la région de l'Atlantique, la consommation de gaz naturel est pratiquement inexistante à l'heure actuelle étant donné que l'on n'en produit pas sur place et qu'il n'y a pas de système pour l'y acheminer. Au Québec, la consommation de gaz a atteint 13% de l'ensemble de la consommation énergétique primaire, grâce au Programme énergétique national qui encourageait les Canadiens à délaisser le pétrole au profit du gaz naturel et parce que le Québec ne voulait plus être vulnérable comme au moment de l'embargo pétrolier arabe de 1973-1974. L'Ontario, première province consommatrice de gaz naturel, utilise ce produit pour satisfaire près de 29% de sa demande énergétique primaire. C'est d'ailleurs là que l'on trouve le système énergétique provincial le plus diversifié

de nouveaux contrats à long terme pourraient être négociés entre producteurs et acheteurs, et non être imposés aux utilisateurs, par un transporteur qui contrôle la vente du produit.

L'expansion des exportations pourrait permettre l'éclosion d'un marché canadien du gaz naturel vraiment concurrentiel. L'Accord de libre-échange et l'évolution du marché américain du gaz naturel jouent un rôle à cet égard. Il existe dans ce contexte, une concurrence réelle entre les producteurs de gaz et, en principe, il s'ensuit un prix établi par l'offre et la demande. C'est grâce à la dynamique de ces interactions sur le marché canadien, que le prix du gaz naturel canadien sera finalement déterminé par les forces du marché.

Dérivation

Les distributeurs locaux craignent que, en cas de multiplication des ventes directes, le départ - et le retour éventuel - de gros clients de la zone qu'ils desservent n'ait un effet déstabilisateur. Ils appréhendent aussi que les utilisateurs industriels installés à proximité du pipeline de la TCPL soient tentés de s'y raccorder directement, pour éviter de recourir au réseau de distribution locale et de payer le tarif exigé par les distributeurs locaux. C'est ce qu'on appelle la dérivation, dont la principale conséquence serait d'appliquer la base de tarif à un groupe plus restreint d'utilisateurs. Les ménages et les autres utilisateurs du réseau de distribution locale assumeraient une plus large part du fardeau financier que représente le maintien d'un réseau local de distribution en cas de perte d'un gros client industriel.

La perspective de voir s'établir un système de dérivation n'est pas hypothétique, compte tenu des démarches entreprises par Cyanamid Canada, en vue de la construction d'un embranchement qui relierait une usine pétrochimique de l'Ontario au réseau principal. Mais d'après les témoignages présentés au comité, les utilisateurs industriels semblent disposés à essayer de s'accommoder du réseau déjà en place, et à considérer la dérivation comme une solution de dernier recours.

Il faudra peut-être demander des tarifs moins élevés aux utilisateurs qui sont en mesure de recourir à la dérivation, de façon à préserver l'intégrité du système et à répartir les coûts du réseau de distribution locale. Si les tarifs consentis par les SDL aux clients industriels s'apparentaient aux coûts de dérivation, on pourrait peut-être garder ces utilisateurs dans le réseau.

Y a-t-il un marché concurrentiel du gaz?

Tout le monde n'est pas convaincu que l'industrie canadienne du gaz naturel soit caractérisée par sa compétitivité, même depuis les modifications apportées à la politique fédérale en 1985.

L'Accord de l'Ouest et l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel ont ouvert la porte à une concurrence accrue en augmentant le nombre d'acheteurs sur le marché, mais en pratique, seulement un petit groupe a pu s'en prévaloir, à cause des contraintes découlant des contrats en cours, des risques financiers, du manque d'expérience, et le reste.

La concurrence entre les producteurs de gaz ne semble pas être au coeur du débat canadien; chose curieuse: lorsqu'il est question de concurrence, on pense encore surtout à la possibilité de vendre le gaz à un prix inférieur à celui des autres produits énergétiques.

Au Canada, les prix ne sont pas véritablement déterminés par les forces du marché, c'est-à-dire l'offre et la demande, surtout qu'une énorme proportion de transactions (les contrats actuels de la TCPL) tombent sous le coup de négociations imposées par le gouvernement, au lieu d'être provoquées spontanément par la dynamique du marché, comme le faisait remarquer une des SDL. Lorsque les contrats actuels de la TCPL expireront, on pourrait assister à l'apparition d'un marché libre;

l'assurance d'être approvisionnées nonobstant toutes conséquences éventuelles de l'Accord de libre-échange.

Le comité a recommandé que la réglementation des transactions interprovinciales concernant le marché captif relève de l'Office national de l'énergie. L'ONE devrait décider si des ventes directes à court terme peuvent être autorisées dans certains cas. Autrement dit, l'Office devrait être habilité à déterminer si un acheteur donne réponse à la définition du marché captif. Il surveillerait tous les contrats de ventes directes à long terme avec les consommateurs du marché captif. Le comité estime également que les parties devraient pouvoir recourir à une procédure d'arbitrage, si les négociations sur les prix achoppaient.

Définition technique du marché captif

On entend généralement par marché captif tous les utilisateurs des secteurs résidentiel et commercial, ainsi que les petits utilisateurs industriels du territoire desservi par la SDL, bien que certains d'entre eux puissent se tourner vers une autre source d'énergie; en effet, certains utilisateurs des secteurs industriel et public sont déjà dotés de systèmes bi-combustibles.

Avec le temps, les utilisateurs du secteur commercial, et même ceux du secteur résidentiel, pourront se convertir à une autre source d'énergie que le gaz, tout comme bon nombre d'entre eux ont déjà abandonné le pétrole. Toutefois, les dépenses en capital que cela suppose pourraient fort bien ralentir le mouvement de conversion et le déclencher à un seuil plus élevé.

Une définition plus précise du marché captif devrait tenir compte de la vulnérabilité de ce groupe d'utilisateurs aux fluctuations du prix du gaz et des autres combustibles; c'est-à-dire, en termes techniques, à l'évolution du prix relatif du gaz. Il s'ensuit que le coût comparatif des autres combustibles pourrait les inciter à abandonner le gaz naturel.

La courbe de la demande des utilisateurs du marché captif montrerait une baisse de la clientèle à mesure que le prix relatif du gaz augmenterait par rapport à celui des énergies de remplacement. Autrement dit, de plus en plus de consommateurs se convertiraient à d'autres combustibles, à mesure que leurs prix deviendraient comparativement plus avantageux que celui du gaz. Leur capacité ou leur volonté de renoncer au gaz naturel à partir d'un certain prix, représenterait l'élasticité de la demande par rapport au prix. À mesure que la capacité de renoncer au gaz diminuerait, la demande deviendrait progressivement inélastique. C'est par la notion « d'inélasticité » que l'on définit le marché captif. L'Office national de l'énergie a adopté cette optique pour établir ses prochaines prévisions concernant l'offre et la demande de gaz naturel.

L'inélasticité de la demande est une notion technique convenable, certes, mais qui se prête mal à des applications pratiques quotidiennes en matière de réglementation. Il faut donc que l'Office national de l'énergie tiennent des audiences publiques en vue de définir la notion de marché captif au Canada.

soutiennent que les producteurs assurant les ventes directes ne peuvent pas être aussi fiables que la *TCPL*, qui peut compter sur ses ententes contractuelles avec plusieurs producteurs de gaz.

Certains analystes prétendent que les coûts du pétrole augmenteront à l'échelle mondiale durant les années 90, ce qui créerait de l'incertitude et élargirait l'écart de prix qui existe déjà entre le pétrole et le gaz. En l'occurrence, les consommateurs de l'Est s'efforceraient normalement de signer des contrats à long terme pour bénéficier d'approvisionnement sûrs. Par conséquent, les accords de vente directe, d'une durée actuellement limitée (généralement d'un an, bien qu'ils soient généralement renouvelables), pourraient être nettement moins populaires; les parties pourraient aussi signer des ententes à long terme assorties d'une clause de rajustement des prix.

Au cours des audiences du comité, personne n'a évoqué la possibilité de conclure des ventes directes à plus long terme. Ce pourrait être le cas lorsque les contrats de la *TCPL* arriveront à échéance et que le gaz actuellement réservé aux termes des contrats redeviendra disponible. (La *TCPL* permet maintenant la vente directe du potentiel de production inutilisé.) On ne sait pas encore quelles répercussions cela pourrait avoir sur la structure de l'industrie du gaz; la *TCPL* pourrait devenir un transporteur commun, et la *Western Gas Marketing Limited* (*WGML*) devrait alors se livrer au jeu de la concurrence pour obtenir une part de marché, comme les autres grossistes du reste.

Les ventes directes n'enthousiasment pas outre mesure les *SDL*, vu l'effet déstabilisateur qu'elles pourraient avoir si la clientèle réintégrait le système faute de sources d'approvisionnement fiables, et vu également la capacité d'entreposage accrue qui pourrait, de ce fait, être nécessaire.

Le comité est d'avis que l'essentiel, du point de vue de l'intérêt national, est la sûreté des approvisionnements. En l'espèce, l'intérêt national sera mieux servi si la loi ne va pas à l'encontre des forces du marché. Le comité recommande que soient interdites les ventes directes à court terme au marché captif. Les consommateurs pourraient acheter directement leur gaz des producteurs, en vertu de contrats à long terme, ce qui est conforme à l'esprit de la politique de libéralisation des marchés du gouvernement; l'inviolabilité des contrats à long terme actuellement en vigueur serait maintenue conformément au principe juridique voulant que des contrats valides doivent être respectés; les consommateurs pourraient compter sur des approvisionnements garantis en gaz naturel à long terme pour satisfaire leurs besoins essentiels; les producteurs seraient rémunérés pour conserver des stocks de gaz, et l'industrie s'assurerait les rentrées de fonds nécessaires, pour continuer la prospection et la mise en valeur de nouvelles réserves; enfin, le gouvernement fédéral ne jouerait pas un rôle plus important dans la réglementation de l'industrie pétrolière.

Il incomberait aux parties contractantes de déterminer, ou de rajuster le prix de ventes directes à long terme, en fonction de la situation du marché. Les provinces seraient libres de modifier à leur gré leur régime de redevances selon l'évolution du marché. Les problèmes de la société *TOPGAS* se résoudraient d'eux-mêmes, car le gaz serait expédié par l'entremise de la *TCPL*. Enfin, la proposition du comité ne constitue pas une entrave à la formation d'un marché libre et responsable pour la vente du gaz naturel au Canada. De plus, les consommateurs canadiens qui concluraient des ententes à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, auraient

Board (ERCB) d'effectuer conjointement une enquête publique sur les questions concernant le plus grand jeu des forces du marché dans le domaine des transactions de gaz naturel. On a entre autres enjoint aux deux offices de faire rapport sur les critères de détermination des catégories de clients qui devraient être protégées par des contrats d'approvisionnement en gaz naturel, garantissant la sûreté des approvisionnements à long terme (Alberta, PUB/ERCB, 1987, p. 11). Il convient de remarquer qu'il ne s'agissait pas de déterminer si des catégories de consommateurs devaient être protégées au moyen de contrats à long terme, mais bien de définir *lesquelles* devaient être ainsi protégées.

Dans un rapport publié le 29 décembre 1987, les deux offices ont défini le marché captif de la façon suivante: tous les utilisateurs résidentiels et commerciaux, ce qui comprend spécifiquement toute institution publique ou privée assurant des services publics. Certains petits consommateurs industriels feraient aussi partie du marché captif. Les offices ont précisé que le marché captif comprenait les consommateurs qui dépendent à ce point du gaz naturel, que la sûreté des approvisionnements est toujours une priorité. Les offices ont en outre recommandé que les engagements à long terme portent sur une période d'environ 10 à 15 ans, qu'ils soient fondés sur les besoins des jours de pointe de l'année courante, et qu'ils comportent des mesures de protection suffisantes, pour convaincre les offices que les approvisionnements sont bien garantis. Le gouvernement de l'Alberta n'avait pas encore réagi à ces recommandations au moment de la rédaction du présent rapport.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a une position assez différente. Dans un rapport publié le 19 août 1988, la CEO soutient qu'en examinant la question de la sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Ontario, il ne faudrait pas que l'attention porte principalement sur l'approvisionnement en gaz en tant que produit de base. Le gaz naturel sera disponible en quantité raisonnable tant que les intervenants du marché agiront conformément à l'engagement qu'ils ont pris de soutenir un marché concurrentiel, qui fonctionne (Ontario, CEO, 1988, p. 12). La Commission craint plutôt une pénurie éventuelle qui serait attribuable à une capacité insuffisante du gazoduc. La Commission souligne que la majorité de la capacité du gazoduc en amont de l'Ontario fait l'objet d'ententes contractuelles et qu'il faut au moins deux ans pour obtenir une approbation réglementaire de mise en place d'un nouveau pipeline et en terminer la construction. Par conséquent, la Commission recommande que les SDL soient tenues de ne transporter que le gaz des acheteurs directs qui ont un contrat d'approvisionnement et de transport d'une durée minimale de trois ans, sauf autorisation expresse de la Commission (Ontario, CEO, 1988, p. 15). La Commission souligne que le contrat d'une durée de trois ans serait une exigence minimale et que certains acheteurs – comme les SDL – peuvent négocier des contrats de plus longue durée pour répondre à des besoins donnés. Les gros utilisateurs, comme certains consommateurs industriels, pourraient, avec l'approbation de la CEO, continuer d'acheter du gaz à court terme ou sur le marché au comptant.

Les ventes directes peuvent-elles devenir une option permanente?

Les opinions varient à ce sujet. Les tenants des achats directs soulignent non seulement les économies, mais aussi la souplesse accrue que permet, pour la gestion des portefeuilles, une vaste gamme d'options contractuelles. Les détracteurs

Les ventes directes aux utilisateurs du marché captif

Les ventes directes aux utilisateurs industriels sont autorisées et d'aucuns considèrent qu'elles s'ajoutent aux ventes de base aux SDL; l'Alberta estime toutefois que l'on ne devrait pas autoriser les ventes directes à court terme aux clients du marché captif. Le marché captif comprend généralement les utilisateurs des secteurs résidentiel et commercial ainsi que les petits utilisateurs industriels; bref, ceux qui ne peuvent, dans l'immédiat, se tourner vers une énergie de remplacement et qui constituent un marché captif.

Dans l'Ouest, on voit une autre caractéristique au marché captif: il doit pouvoir compter sur des approvisionnement sûrs car il manque d'énergies de remplacement économiques. En conséquence, ce marché devrait être disposé à conclure des contrats d'approvisionnement à long terme et à payer des prix plus élevés pour s'assurer des approvisionnements sûrs; autrement dit, à respecter les contrats actuellement conclus avec la TCPL, pour son gaz.

Les consommateurs de l'Est n'ont toutefois pas manifesté cette supposée préférence pour la sûreté des approvisionnements. Au contraire, bon nombre d'entre eux préfèrent courir le risque de conclure des ententes d'achat-vente à plus court terme afin de réaliser des économies immédiates. Ce faisant, ils refusent le gaz de l'exploitant du pipeline et s'exposent à une hausse de prix ou à une interruption des approvisionnements dans l'avenir.

Par ailleurs, les utilisateurs du marché captif pourraient faire valoir, en toute légitimité, que dans la mesure où on leur demande de garantir un marché à long terme aux producteurs de gaz de l'Ouest, on devrait leur vendre le gaz à rabais et non pas plus cher. Outre le fait qu'il est bien sûr, politiquement impopulaire dans l'Ouest canadien, cet argument prête à controverse, car le système de transport au Canada a été financé en fonction de contrats fermes à long terme. Même les négociations de prix annuelles, qui ont fait baisser les prix du gaz contractuel depuis la déréglementation, n'avaient pas été envisagées lorsqu'on a organisé le financement de la construction du pipeline. A l'époque, c'est le gouvernement qui fixait le prix du gaz.

On ne sait pas vraiment ce qu'il adviendrait des arrangements financiers qui devaient permettre le paiement de l'actuel pipeline de la TCPL et l'expansion du réseau pipeline si les contrats à long terme étaient révoqués. Bon nombre des intervenants de l'industrie - de même que le comité - estiment que ces contrats doivent être honorés jusqu'à leur expiration.

Entre temps, certains gros utilisateurs du marché captif ont toutefois réussi à former des groupes, et à acheter directement du gaz provenant de la Saskatchewan. Il s'agit notamment de commissions scolaires et d'hôpitaux, ainsi que d'autres organismes et services municipaux. L'Alberta refuse d'autoriser les ventes directes aux utilisateurs du marché captif, parce que ces transactions se substituent à ses ventes de gaz à l'exploitant du pipeline, qui commandent de meilleurs prix. La Saskatchewan estime en revanche que ces ventes s'ajoutent aux autres et qu'elle peut donc accepter des prix moins élevés.

Le 22 juillet 1987, le gouvernement de l'Alberta a émis un décret ordonnant au *Public Utilities Board (PUB)* et au *Energy Resources Conservation*

les achats directs sont inférieurs à ceux que la TCPL exige pour son gaz; les utilisateurs ont donc intérêt à refuser le gaz de la TCPL, s'ils peuvent faire des achats directs.

Avides de rentrées en espèces, les producteurs de gaz de l'Ouest voient d'un bon oeil la possibilité de faire des ventes supplémentaires grâce aux conventions d'achat-vente. La question a toutefois soulevé des inquiétudes dans certains milieux car le gaz acheté directement remplace le gaz de l'exploitant du pipeline. Une des conséquences de la vente de gaz à moindre prix a été une baisse des redevances provinciales de l'Alberta, lesquelles sont fondées sur les prix.

Les groupes, les consortiums, les courtiers, les entreprises et d'autres encore peuvent négocier avec les producteurs/vendeurs intéressés l'achat de gaz déterminé, à un prix satisfaisant les deux parties. Aux termes de l'entente conclue avec la société de distribution locale, l'utilisateur revend le gaz à la SDL, avant que celui-ci entre dans le réseau de distribution locale. L'utilisateur réalise une économie au moment où la SDL se porte acquéreur du gaz, étant donné qu'elle lui achète le gaz à un prix plus élevé.

Selon la TCPL, les ententes prévoyant le transport du gaz par le pipeline sont honnêtes, et le gaz vendu directement ne risque pas d'être supplanté. (Polysar s'est toutefois plainte de ce qu'une partie de son gaz provenant de la Colombie-Britannique était écarté du réseau Nova lorsqu'il était acheminé par l'Alberta à destination de ses usines à Sarnia.)

Dans le cas des ventes directes aux clients se trouvant sur le territoire desservi par la *Consumer Gas*, la SDL s'occupe du transport et se porte acquéreur du gaz lorsqu'il est encore dans l'Ouest canadien. La *Union Gas* s'en porte acquéreur à l'arrivée. Dans son mémoire, Gaz Métropolitain semble indiquer que le distributeur local est le mieux placé pour transiger avec le transporteur de gaz.

Les utilisateurs de gaz qui ont conclu des ententes d'achat-vente rachètent ensuite le gaz de la SDL, selon leurs besoins. Ils paient alors le plein tarif exigé par la SDL pour le type et le volume de gaz dont ils ont besoin. Au moment de la négociation de telles ententes, les acheteurs n'ont pas à verser d'argent au début. Ils paient les producteurs lorsqu'ils revendent le gaz à la SDL, et la SDL à mesure qu'ils le consomment.

Les utilisateurs font des économies dès le départ, soit au moment de la revente à la SDL. Dans un consortium toutefois, les économies ne sont pas réparties immédiatement entre les membres du groupe; elles le sont habituellement périodiquement, à mesure que le gaz est utilisé, de sorte que l'on puisse attribuer la part d'économie exacte qui revient à chaque participant. Outre le calcul proportionnel des parts des économies qui reviennent aux membres du groupe, il n'y a aucune complication comptable importante susceptible d'empêcher la participation aux ventes directes.

Comme l'entente originale n'interdit pas à d'autres types de consommateurs de réaliser des achats directs, les consommateurs liés par des contrats à long terme cherchent à remplacer leurs approvisionnements par des achats directs, qui leur permettent de réaliser des économies sûres et faciles d'accès. Les consommateurs qui traditionnellement achetaient du gaz aux sociétés de distribution locales (SDL) qui signent des contrats d'achat de gaz de réseau sont principalement des consommateurs non industriels pour qui le gaz naturel est la seule source d'énergie raisonnable. Ils constituent ce que l'on appelle le « marché captif ».

Les efforts déployés par les consommateurs de l'Ontario et du Québec pour remplacer le gaz contractuel par des achats directs, placent la division du courtage de la TCPL - *Western Gas Marketing Limited* - dans une situation difficile. La WGML est déjà incapable de prendre livraison de tout le gaz qu'elle s'est engagée à acheter, et la perte des consommateurs de l'Est, qui optent pour le marché des ventes directes ne fait que prolonger les difficultés concernant la TOPGAS et les contrats. De plus, la TCPL est essentiellement obligée d'assurer l'accès au pipeline du gaz de tierces parties - ce qu'elle affirme faire sans hésiter. Cela risque de poser des problèmes parce que la TCPL et les distributeurs locaux de gaz naturel doivent, si ce n'est en vertu de contrats, du moins pour les besoins d'une saine gestion, s'assurer que le pipeline a la capacité de transport voulue, au cas où il leur faudrait acheminer de plus grandes quantités de gaz de réseau dans l'Est.

Dans la mesure où les ventes directes sont considérées comme des transactions supplémentaires, la politique ne pose aucun problème. C'est la l'avis de la Saskatchewan. Cependant, si les transactions directes devaient miner la demande de base établie de gaz de réseau (à des prix contractuels plus élevés), la politique pourrait poser un dilemme au niveau provincial. D'un côté, les producteurs y trouvent leur compte, grâce à l'augmentation de leurs revenus, même si le gaz est vendu à des prix légèrement inférieurs à ceux qui sont prévus dans les contrats actuels. D'un autre côté, si le gaz est vendu hors de la province à des prix moins élevés, les redevances que touche le propriétaire de la ressource - le gouvernement provincial - diminuent. Ainsi, les recettes des provinces sont à la baisse, même si la demande est constante, ou (dans une certaine mesure) à la hausse. Cela pose alors un gros problème au gouvernement provincial, parce que les effets qui se font sentir ne sont pas liés à la fermeté du marché, mais à des technicalités inhérentes à un marché plus libre.

L'Alberta est d'avis qu'on ne doit pas porter atteinte à la base de calcul de la demande et des revenus établie par les contrats à long terme préalables à l'entente, à moins d'un fléchissement de la demande de gaz naturel, (lequel se manifesterait par une diminution des prises de livraison de la WGML comme le permettent des contrats). C'est pourquoi elle a choisi de bloquer les ventes directes au « marché captif ».

Les achats directs

L'une des étapes importantes de la déréglementation fut d'autoriser les accords d'achat-vente de façon à permettre aux utilisateurs de gaz de passer des contrats directement avec les producteurs. À l'heure actuelle, les prix convenus pour

Questions concernant la politique canadienne relative au gaz naturel

Introduction

L'une des questions les plus litigieuses concernant la déréglementation du gaz naturel au Canada, se révèle être celle des marchés sur lesquels peuvent être effectuées des ventes directes. C'est la question dite du « marché captif ». L'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, conclue le 31 octobre 1985 entre le gouvernement du Canada et les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan a permis aux acheteurs de négocier directement avec les producteurs, au lieu de s'appropriationner auprès de la *Western Gas Marketing Limited* (WGML), une filiale de commercialisation en propriété exclusive de TransCanada Pipelines Limited (TCPL).¹

Cette politique n'était pas destinée à annuler les contrats à long terme qui avaient été signés par les producteurs et la TCPL, pour ce qu'on appelle communément le gaz de réseau. Elle avait plutôt pour objet d'élargir la gamme des transactions marchandes que pouvaient conclure les acheteurs, dont les besoins étaient supérieurs aux approvisionnements assurés aux termes des contrats, ou qui n'étaient partie à aucun contrat à long terme. Elle visait essentiellement les consommateurs industriels ayant des contrats d'approvisionnement à court terme, et capables d'utiliser d'autres formes d'énergie. En vertu de tels accords, ils pourraient faire augmenter la demande de gaz de l'Ouest canadien et, partant, les recettes des producteurs de cette région.

Les nouvelles dispositions devaient permettre à de nombreux producteurs, dans une situation financière précaire et à court de liquidités, d'accroître leurs revenus, par la vente de gaz qui serait autrement demeuré inutilisé. En fait, même certaines quantités de gaz vendues à contrat dont la WGML n'a pas encore pris livraison peuvent être, et sont effectivement vendues aux termes de transactions directes. Etant donné qu'une prime doit être versée à la TOPGAS à l'égard du gaz de réseau, pour payer le consortium de banques qui a refinancé les arrangements comportant des paiements obligatoires entre la TCPL et les producteurs de l'Ouest, le gaz de réseau inutilisé qui peut être vendu directement appelle aussi une prime TOPGAS, quoique d'un moindre pourcentage.

Les achats directs servent bien les consommateurs, puisqu'ils assurent une souplesse qui n'existait pas auparavant, et permettent de conclure des transactions à des prix moins élevés que ceux prévus par les contrats. Les utilisateurs industriels ne sont pas toutefois les seuls à profiter des avantages qu'ils comportent.

¹ La *Western Gas Marketing Limited* a été créée en 1985 à titre de filiale en propriété exclusive de TransCanada Pipelines Limited. La TCPL s'approvisionne auprès de plus de 700 producteurs de l'Ouest du Canada aux termes de quelque 2 700 contrats d'achat administrés par la *Western Gas Marketing*, laquelle administre également des contrats de vente avec d'autres sociétés de pipelines et sociétés de distribution du Canada. La WGML est également active sur le marché des exportations vers les États-Unis et négocie des ventes avec des sociétés de pipelines inter-États, des sociétés de distribution locales et des utilisateurs industriels de gaz naturel.

Pour que les provinces aient des positions compatibles, l'Office national de l'énergie devrait décider si des ventes directes à court terme peuvent être autorisées dans des cas particuliers.

(1) Le comité recommande que l'Office national de l'énergie supervise toutes les transactions interprovinciales concernant le marché captif. L'Office devrait tenir des audiences pour définir le marché captif canadien, pour formuler des règles concernant la disponibilité de services de transport, et pour déterminer comment il réglerait les transactions concernant le marché captif.

Les sociétés de distribution locales devraient être tenues de passer des contrats à long terme pour répondre à la demande du marché captif, lesquels seraient adaptés à la croissance de ce marché. Les contrats actuels comportant des paiements obligatoires devraient être respectés.

Les consommateurs du marché captif devraient signer des contrats à long terme, pour leurs achats directs. Les consommateurs qui voudraient éventuellement être en mesure d'installer des mécanismes de substitution d'énergie, ou qui voudraient dans l'avenir changer de source d'énergie, pourraient demeurer clients de la société de distribution locale qui leur fournirait du gaz au besoin, sans qu'il soit nécessaire de conclure un contrat.

(2) Le comité recommande que le marché captif canadien, soit desservi au moyen de contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, d'une durée minimale de 10 ans. Les clients du marché captif devraient être autorisés à faire des achats directs de gaz naturel, à la condition que ces achats soient, eux aussi, assujettis à des contrats similaires.

Il est manifeste que la concurrence sera de plus en plus vive dans les années 90, entre les acheteurs canadiens et les acheteurs américains de gaz canadien. En exigeant des clients du marché captif qu'ils signent des contrats d'approvisionnement d'au moins 10 ans, on s'assure que le gaz dont on aura besoin pour répondre à leurs besoins ne sera pas écoulé sur d'autres marchés. Les producteurs canadiens jouiront de la sécurité financière que confèrent des contrats de vente à long terme, et la clientèle canadienne du marché captif pourra compter sur des approvisionnements suffisants.

Le comité se rend compte que, compte tenu des incertitudes qui régissent actuellement sur le marché, les contrats à long terme comporteront des mécanismes de révision des prix. Le comité estime que l'acheteur et le vendeur devraient être libres de négocier le prix contractuel initial de même que le mécanisme de révision éventuelle des prix. Ces contrats doivent pouvoir être revus par l'ONE.

La proposition n'est pas un critère relatif aux approvisionnements, mais un engagement d'approvisionnement, garanti par contrat. Les critères relatifs aux approvisionnements administrés par l'Office national de l'énergie exigent que certaines quantités de gaz soient interdites d'exportation, en prévision de ventes futures au Canada. Dans la proposition du comité, l'acheteur s'engage à prendre livraison des réserves de gaz qui lui sont destinées aux termes du contrat à long terme.

Énoncé de principes sur le marché captif

Le comité souscrit à la libéralisation des marchés du pétrole et du gaz naturel. Il estime cependant qu'il demeure opportun de réglementer certains aspects de ces marchés, notamment pour garantir la stabilité à long terme des approvisionnements en énergie lorsque les forces du marché ne permettent pas à elles seules d'atteindre cet objectif, ou dans l'éventualité de bouleversements soudains des prix sur les marchés internationaux du pétrole.

L'essentiel, du point de vue de l'intérêt public, consiste à faire en sorte qu'il existe des approvisionnements suffisants pour répondre aux besoins du marché canadien pendant de nombreuses années à venir, en particulier pour les consommateurs qui peuvent difficilement, ou ne peuvent pas du tout utiliser d'autres formes d'énergie. Cela signifie qu'il faut conserver des réserves de gaz suffisantes pour répondre à leurs besoins futurs, et que toutes les parties intéressées doivent prendre des engagements financiers à long terme. L'ensemble du marché des consommateurs ayant besoin d'approvisionnements à long terme garantis, ce marché doit conclure les ententes nécessaires pour atteindre cet objectif.

Cela peut être accompli si les consommateurs signent des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, dont les prix seraient périodiquement révisés avec l'approbation des parties. Les producteurs seraient ainsi assurés de disposer des revenus nécessaires pour poursuivre leurs activités de prospection et de mise en valeur de nouvelles réserves de gaz naturel, qui permettront de garantir les approvisionnements. Ces nouvelles réserves peuvent également nécessiter une expansion du réseau de transport du gaz naturel, expansion dont le financement à long terme exige la signature de contrats sûrs.

Si les négociations sur les prix contractuels achoppaient, les parties devraient pouvoir recourir à une procédure d'arbitrage pour résoudre le différend. Le comité considère que cette façon de procéder est préférable aux autres méthodes d'administration des prix parce que, sauf problème, il est possible de ménager les intérêts des deux parties sans recourir à des mesures réglementaires.

Les consommateurs qui peuvent difficilement ou ne peuvent pas changer de source d'énergie, devraient être protégés par des contrats d'approvisionnement à long terme. À cette fin, ils pourraient, soit être clients de sociétés de distribution locales, ou conclure des contrats d'achat direct à long terme. Ce groupe de consommateurs constitue ce que l'on appelle le « marché captif » bien que cette expression ne soit pas définie de façon précise. Le gaz qui n'est pas utilisé comme source d'énergie, par exemple celui qui entre dans la fabrication des engrais et des produits pétrochimiques, serait exempté.

Contrairement au cas du pétrole, on ne peut pas acheter à l'étranger de grandes quantités de gaz naturel si les approvisionnements canadiens s'avèrent insuffisants. Selon le comité, il est essentiel de remplir les conditions requises pour garantir les approvisionnements en gaz naturel. La conclusion de contrats d'achat de gaz naturel à long terme, est un bon moyen d'y arriver.

- que les ventes directes à court terme, à des consommateurs du marché captif soient interdites.

Le comité croit que son analyse, ses avis et ses recommandations constituent la base d'une politique saine qui lui permet d'évaluer justement les mérites de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis.

Le système de réglementation a toutefois un rôle permanent à jouer dans la protection des intérêts à long terme du producteur, du transporteur, du distributeur et du consommateur lorsqu'il est évident que le libre jeu d'un marché de biens, complexe et hautement spécialisé, ne permet pas d'atteindre cet objectif. Même si le gaz naturel est une source d'énergie abondante, cette ressource est non renouvelable et limitée. Le comité reconnaît le rôle que doit jouer la réglementation pour assurer que l'évolution de l'économie du secteur énergétique canadien se fasse sans heurt, et pour en gérer les changements à long terme, à mesure que les sources d'énergie varient en importance et que les circonstances financières changent.

Deux aspects de la transition vers un marché gazier dérèglementé ont été particulièrement controversés: les règles qui s'appliquent aux contrats de gaz à l'intérieur du pays et les règles qui s'appliquent à l'exportation de gaz canadien vers le marché américain. Dans le marché intérieur, il se déploie beaucoup d'efforts pour établir un nouvel ensemble de règles pour régir le commerce du gaz; les autorités publiques chargées d'élaborer les politiques ont un rôle parallèle à jouer en matière de commercialisation du gaz, qui est de protéger l'intérêt public à long terme.

Le comité fait les observations suivantes en ce qui a trait au marché canadien du gaz.

- Au cours des trois dernières années, le Canada a réalisé des progrès considérables en passant d'un marché hautement réglementé à un marché libre et responsable. Le comité appuie cette initiative de libérer les marchés pétrolier et gazier d'un lourd carcan administratif.
- La politique publique canadienne devrait néanmoins reconnaître le rôle légitime qui doit être joué à long terme, pour garantir aux consommateurs des approvisionnements en énergie, et garantir aux producteurs, aux transporteurs et aux distributeurs une certaine stabilité, lorsque les forces du marché en sont incapables.
- Les engagements contractuels en matière d'approvisionnement à long terme devraient constituer l'instrument de base pour protéger les intérêts de tous les agents du marché du gaz naturel.

Pour protéger ces intérêts et aider à résoudre une des questions en litige dans l'actuel marché intérieur du gaz, le comité est d'avis:

- que le marché captif des consommateurs de gaz qui ne peuvent facilement passer d'une forme de combustible à une autre ou accéder à une autre forme d'énergie facilement disponible soit protégé par des contrats d'approvisionnement d'au moins 10 ans;
- que ces contrats d'approvisionnement soient constamment révisés et comportent des dispositions équitables en matière de tarification et d'ajustement des prix;
- que l'Office national de l'énergie supervise le système d'adjudication des contrats à long terme touchant le marché captif, et

Depuis que le gouvernement fédéral et les provinces productrices ont signé l'Accord de l'Ouest en mars 1985, la déréglementation du gaz naturel a comporté trois grands volets:

1. le prix est fixé entre l'acheteur et le vendeur lors de négociations privées, et non par le gouvernement;
2. les producteurs et les consommateurs ont libre accès les uns aux autres, et sont moins tributaires des gros acheteurs et des gros vendeurs aux étapes du transport et de la distribution;
3. les exportateurs canadiens peuvent accéder plus librement au marché américain.

La transition vers un marché déréglementé ne s'est toutefois pas avérée aussi facile que prévu. Par exemple, l'Alberta s'oppose à la vente directe à court terme de son gaz aux acheteurs du marché capif, sous prétexte que cette pratique nuirait aux intérêts à long terme du producteur, du consommateur et de la province. En effet, un marché déréglementé pourrait s'avérer à certains égards plus complexe qu'un marché réglementé. La transition a été entravée par l'effondrement des prix de 1986, qui a gravement touché les producteurs et leur a fait douter des avantages de la déréglementation.

Le comité est d'avis que la déréglementation comporte des limites: il ne s'agit pas d'une politique énergétique en soi, mais simplement d'un élément d'une politique énergétique. La déréglementation peut être vue comme une politique nationale applicable, dans la mesure où elle fait l'objet d'un consensus politique général faisant intervenir les producteurs, les consommateurs et le marché lui-même.

La plus grande entrave à la déréglementation a sans doute été la perception, partagée par un grand nombre de personnes, selon laquelle les avantages de la déréglementation ne sont pas répartis équitablement. Cette perception d'iniquité a incité autant les producteurs que les consommateurs à exiger que le système soit de nouveau réglementé pour protéger leurs intérêts traditionnels et leurs positions de négociation.

Cela a amené le comité à conclure que la déréglementation ne peut être le seul élément d'une politique concernant la mise en marché du gaz naturel. Dans la pratique, la déréglementation comporte des limites dans au moins trois secteurs:

1. la sûreté des approvisionnements en énergie des consommateurs;
2. la viabilité financière du système de transport et de distribution; et
3. la stabilité économique et opérationnelle du secteur de l'exploration, de la mise en valeur et de la production.

Le comité approuve le principe selon lequel les forces du marché doivent pouvoir s'exercer dans l'évolution quotidienne de ce marché. Il constate que la déréglementation doit être faite avec discernement, dans le seul but de protéger l'intérêt public et national.

d'une part que le marché gazier américain est plus gros et plus complexe et, d'autre part, que le système de réglementation mis en place en 1970 était excessivement complexe.

Le gaz naturel est sujet à des contraintes de transport uniques qui limitent ses débouchés aux régions continentales, contrairement au pétrole qui peut être déplacé librement partout dans le monde. Dans un marché gazier stable, l'approvisionnement des abonnés doit être sûr, le transport par gazoduc et le système de distribution être sain. Il n'est pas étonnant qu'un système de réglementation complexe se soit développé pour maintenir ces conditions depuis que l'Ontario a mis fin pour la première fois aux exportations américaines de gaz en 1907.

Le système de réglementation moderne tire son origine dans les années 1950. À l'échelle provinciale, les consommateurs albertains étaient protégés contre l'épuisement de ce qui devait devenir leur principale source d'énergie. Au niveau fédéral, l'Office national de l'énergie a élaboré une réglementation visant à protéger les consommateurs des provinces importatrices de gaz, à mesure que le marché américain pour le gaz de l'Ouest canadien s'est développé au cours des années 1960 et 1970. Il a fallu également assurer la stabilité financière et opérationnelle des grands pipelines qui desservent les marchés interprovinciaux et internationaux. En termes de réglementation, la commercialisation du gaz naturel en est venue à être traitée comme un service public.

La première flambée des prix du pétrole de 1973-1974, a fait aussi augmenter le prix du gaz naturel. En conséquence, le système de réglementation a été étendu à des mesures de contrôle des prix du gaz. La révolution iranienne, suivie par la guerre entre l'Iraq qui a provoqué la crise des prix du pétrole de 1979-1980, a fait prendre conscience aux consommateurs de la vulnérabilité des marchés internationaux des produits énergétiques. Il s'en est suivi un consensus politique général sur des mesures de réglementation visant à garantir les approvisionnements d'énergie.

Les prix du pétrole et du gaz ne sont pas demeurés élevés pendant les années 1980. Ils ont chuté au début des années 1980 lorsque les mesures d'économie d'énergie et de remplacement du pétrole, ainsi qu'un nouvel effort des pays n'appartenant pas à l'OPEP sur les marchés. En 1986, le prix du pétrole s'est effondré dans un marché inondé, plongeant le secteur de l'exploration et de la mise en valeur du pétrole dans un désarroi financier.

Une partie de la solution adoptée par les autorités publiques pour redonner la santé à l'industrie du pétrole a été la déréglementation du marché. L'accueil (avec ou sans enthousiasme) réservé par le public à la nouvelle orientation en matière de politique a été marqué par la chute des prix du pétrole et du gaz ainsi que par la perception selon laquelle le consommateur n'était plus vulnérable aux aléas du marché international de l'énergie.

La déréglementation s'est déroulée plus ou moins en parallèle au Canada et aux États-Unis. Les dispositions en matière d'énergie de l'Accord de libre échange reflètent cette évolution et, dans ce sens, ne constituent pas une surprise. Les dispositions dénotent aussi la volonté des États-Unis d'éliminer une part de l'incertitude associée à sa situation énergétique.

Sommaire

Autrefois considéré comme produit secondaire du pétrole, le gaz naturel est devenu aujourd'hui un combustible de choix. Au Canada, le gaz naturel répond au quart de la demande intérieure d'énergie primaire, et cette proportion augmente. De tous les combustibles fossiles, le gaz naturel est celui dont l'incidence sur l'environnement est la moins nocive, et son utilisation comme non-combustible dans les engrais et les produits pétrochimiques augmente.

Avant les années 1950, le gaz était au mieux un combustible utilisé localement dans les foyers. Au pire, il était une nuisance dans la production de pétrole. Les premières mesures d'économie d'énergie portant sur le gaz naturel faisaient ressortir sa valeur comme source de pression dans les réservoirs pour améliorer la récupération du pétrole. Avant les années 1960, on brûlait régulièrement du gaz au bout de torches pendant la production de pétrole parce qu'il n'avait aucune valeur marchande.

Avec la croissance des réserves de gaz naturel dans les années 1950, l'Alberta a permis la vente de gaz à d'autres provinces et aux États-Unis. La production a grimpé en flèche et, en 1973 le Canada exportait au-delà de 100 fois plus de gaz aux États-Unis qu'en 1952. En 1988, le gaz naturel canadien est reconnu comme une source importante d'énergie à l'échelle du pays, comme un maillon vital de l'industrie pétrochimique et comme un important produit d'exportation.

Le gaz naturel répond à environ 25% de la demande intérieure d'énergie, et le tiers de la production canadienne est vendu sur le marché américain. Il constitue également la base d'une industrie pétrochimique mondiale dont le centre se trouve en Alberta et en Ontario.

L'importance du gaz naturel continuera de s'accroître jusqu'au 21^e siècle. Parmi les combustibles à base d'hydrocarbures, il est moins dommageable pour l'environnement que le pétrole ou le charbon. Les réserves de gaz au Canada sont aujourd'hui près de trois fois supérieures à celles du pétrole brut ordinaire et il semble que les autres réserves de gaz naturel, non encore découvertes, seraient de beaucoup supérieures aux réserves équivalentes de pétrole ordinaire.

Au Canada et aux États-Unis, les marchés du gaz naturel ont beaucoup évolué au cours des années 1980. Les deux pays ont abandonné leurs systèmes très réglementés qui ont longtemps été caractérisés par des prix et des tarifs de transport par pipeline imposés, par des pratiques d'affermage rigides et par des interventions du gouvernement dans tous les secteurs du marché. Aujourd'hui, le prix du gaz est déréglementé et fixé par le jeu du marché lors de transactions entre l'acheteur et le vendeur. Le gaz naturel exerce une vive concurrence sur les combustibles de remplacement et, dans certains cas, sur lui-même. Les tarifs sur les pipelines demeurent réglementés, du moins en ce qui concerne la fonction transport, parce qu'un grand nombre de réseaux de pipelines se trouvent en situation naturelle de monopole.

Même si le Canada a mis en route le processus de la déréglementation plus tard que les États-Unis, il a procédé plus rapidement et plus en douceur, ce qui dénote

Table des matières (suite et fin)

Le commerce du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis	51
A. Le développement du commerce du gaz entre le Canada et les États-Unis ..	51
B. Le projet du pipeline Iroquois	53
C. L'Accord de libre-échange	54
Annexe A: Liste des témoins	57
Annexe B: Liste des mémoires reçus	59
Annexe C: Déplacements du comité	61
Annexe D: Abréviations et sigles utilisés dans le rapport	65
Annexe E: Terminologie, unités et facteurs de conversion	67
Bibliographie	73

Table des matières

Sommaire	1
Énoncé de principes sur le marché captif	7
Questions concernant la politique canadienne relative au gaz naturel	9
L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel au Canada	19
A. L'offre et la demande de gaz naturel	19
B. Réserves de gaz naturel	21
La déréglementation du marché du gaz canadien	23
A. La période de 1975 à 1985	23
B. L'Accord de l'Ouest de 1985	23
C. L'Entente de 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel	24
D. Évolution des critères de l'ONÉ relatifs aux approvisionnement	25
E. Le problème des paiements obligatoires	27
L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel aux États-Unis	31
A. L'offre et la demande de gaz naturel	31
B. Réserves de gaz naturel	37
La déréglementation du marché du gaz américain	41
A. Introduction	41
B. La voie de la déréglementation	42
C. Décisions de la FERC	44
1. Ordonnance n° 256	44
2. Ordonnance n° 436/500	48

RAPPORT DU COMITÉ

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a l'honneur de présenter son

Douzième rapport

Votre comité, autorisé à étudier la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, a entrepris cette étude conformément aux ordres de renvoi du 1^{er} avril 1987, des 22 mars et 5 juillet 1988, et présente maintenant son rapport.

Que, en cas de prorogation du Parlement, les honorables sénateurs autorisés à agir au nom du Sénat en toutes questions concernant la régie intérieure du Sénat durant les intersessions et toute période entre les parlements, soient autorisés à publier et à distribuer le rapport provisoire ci-haut mentionné.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat
Charles A. Lussier

ORDRES DE RENVOI

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du mercredi 1^{er} avril 1987:

Suivant l'Ordre du jour, le Sénat reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Hastings, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à étudier la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, ou toute question s'y rattachant; et

Que le Comité fasse rapport au plus tard le 31 mars 1988.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du mardi 22 mars 1988:

L'honorable sénateur Petten, au nom de l'honorable sénateur Hastings, propose, appuyé par l'honorable sénateur Argue, c.p.,

Que, nonobstant l'ordre adopté par le Sénat le mercredi 1^{er} avril 1987, le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, autorisé à étudier la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, soit habilité à présenter son rapport au plus tard le mercredi 21 décembre 1988.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du mardi 5 juillet 1988:

Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Balfour propose, appuyé par l'honorable sénateur Rossiter,

Que, au cas où le Sénat ajournerait pour plus d'une semaine, le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à publier et à distribuer le neuvième rapport (provisoire) de l'étude sur la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, ou toute question s'y rattachant; et

COMPOSITION DU COMITÉ

L'honorable Earl A. Hastings, *président*

L'honorable R. James Balfour, *vice-président*

et

Les honorables sénateurs:

Adams	Lefebvre
Barootes	* MacEachen, c.p. (ou Frith)
Bélisle	Marshall
Bielish	* Murray, c.p. (ou Doody)
Hays	Olson, c.p.
Kenny	Stewart (Antigonish-Guysborough)

* Membres d'office

Nota: Les honorables sénateurs Bazin, Fairbairn, Marchand, c.p., Ottenheimer et Roblin, c.p., ont aussi participé, à divers moments, aux travaux du comité.

Attachés de recherche:

Dean N. Clay, consultant en énergie
Lawrence A. Harris, consultant en économie

Greffier intérimaire

André Reny

Greffier du comité

Timothy Ross Wilson



Deuxième session de la
trente-troisième législature 1986-1987-1988

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de*

L'énergie et des

ressources

naturelles

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 7 septembre 1988

Fascicule n° 24

Sixième fascicule concernant:

Étude de la production et l'utilisation
du gaz naturel au Canada
et en particulier la déréglementation
du gaz naturel

DOUZIÈME RAPPORT DU COMITÉ

Second Session
Thirty-third Parliament, 1986-87-88

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

Energy and

Natural

Resources

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Wednesday, September 7, 1988

Issue No. 24

Sixth Proceedings on:

Examination of the production and use
of natural gas in Canada,
with particular reference to
natural gas deregulation

TWELFTH REPORT OF THE COMMITTEE

Douzième rapport
Comité sénatorial permanent
de l'énergie et des ressources naturelles
septembre 1988

LA DÉRÉGLEMENTATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

SÉNAT DU CANADA



